



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

ULB

Lastreduzierende Regelungs- und Vorsteuerungsstrategien für Windenergieanlagen mit Einzelblattverstellung

Wortmann, Svenja

(2020)

DOI (TUpriints): <https://doi.org/10.25534/tuprints-00009459>

Lizenz:



CC-BY-SA 4.0 International - Creative Commons, Namensnennung, Weitergabe unter gleichen Bedingungen

Publikationstyp: Dissertation

Fachbereich: 18 Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik

Quelle des Originals: <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/9459>

Lastreduzierende Regelungs- und Vorsteuerungsstrategien für Windenergieanlagen mit Einzelblattverstellung

Dipl.-Ing. Svenja Wortmann



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

REGELUNGSTECHNIK **rtm**
UND MECHATRONIK



Lastreduzierende Regelungs- und Vorsteuerungsstrategien für Windenergieanlagen mit Einzelblatt- verstellung

Vom Fachbereich
Elektrotechnik und Informationstechnik
der Technischen Universität Darmstadt
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieures (Dr.-Ing.)
genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Ing. Svenja Wortmann

geboren am 23.05.1980 in Stade

Referent: Prof. Dr.-Ing. Ulrich Konigorski
Korreferent: Prof. Dr. Po Wen Cheng

Tag der Einreichung: 29. April 2019
Tag der mündlichen Prüfung: 19. September 2019



D 17

Darmstädter Dissertationen

Lastreduzierende Regelungs- und Vorsteuerungsstrategien für Windenergieanlagen mit Einzelblattverstellung

Genehmigte Dissertation von Dipl.-Ing. Svenja Wortmann

D 17 · Darmstadt 2020

Elektronische Version

Bereitgestellt von tuprints, E-Publishing-Service der TU Darmstadt

<http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de>

tuprints@ulb.tu-darmstadt.de

Bitte zitieren Sie dieses Dokument als:

URN: urn:ubn:de:tuda-tuprints-94590

URL: <http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/id/eprint/9459>

Gebundene Version

Erhältlich im Buchhandel oder bei:

epubli GmbH, Berlin, www.epubli.de

ISBN 978-3-752985-44-3

Lizenz



Die Veröffentlichung steht unter folgender Creative-Commons-Lizenz:

Namensnennung – Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International

<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.de>

Impressum

Svenja Wortmann, c/o AutorenServices.de, Birkenallee 24, 36037 Fulda

Titelfoto

Mit freundlicher Genehmigung von Daniel Caliebe-Dicke

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Fachgebiet Regelungstechnik und Mechatronik der Technischen Universität Darmstadt. Die Ergebnisse wurden von mir im Auftrag der REpower Systems AG/ Senvion GmbH im Rahmen des vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojektes „3I Blade Control“ erarbeitet.

Ich bedanke mich bei allen, die zum Gelingen der vorliegenden Arbeit beigetragen haben. Ein besonderer Dank gilt hierbei natürlich meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. Konigorski für sein konstruktives Interesse und Vertrauen sowie seinen herausragenden Führungsstil, welcher grundlegend die respektvolle und angenehme Arbeitsatmosphäre am Fachbereich geprägt hat. Herrn Prof. Dr. Po Wen Cheng danke ich für die bereitwillige Übernahme des Korreferats.

Seitens REpower/ Senvion, meines früheren Arbeitgebers, gilt mein Dank einer Vielzahl von Personen, die entweder am Projekt beteiligt waren oder mich vollkommen unabhängig davon bereitwillig mit Informationen und Diskussionen in unterschiedlichsten Fachbereichen der Windenergietechnik unterstützt haben. Hervorheben möchte ich Jens Geisler für die zahlreichen inspirierenden regelungstechnischen Diskussionen während des Projektes und zum Abschluss dieser Arbeit. Florian Haizmann, meinem Projektkollegen vom kooperierenden Stuttgarter Lehrstuhl für Windenergie der Universität Stuttgart, danke ich für die angenehme Zusammenarbeit und die vielen theoretischen und praktischen Einblicke in die LiDAR-Nutzung.

Danken möchte ich auch meinen Kollegen und Freunden am Fachgebiet, insbesondere Thorsten Voigt, Markus Grün, Viktor Kisner, Ingmar Gundlach und Bastian Ritter, die mit fachlichen, politischen und sonstigen Diskussionen für Inspiration und gute Laune gesorgt haben. In diesem Zusammenhang gilt mein Dank auch der leider verstorbenen Brigitte Hoppe, Corina Fischer und Alfred Gross für die stets freundliche administrative und technische Unterstützung.

Ohne die stete, bedingungslose Unterstützung meiner Familie wäre es mir wohl kaum gelungen, diese Arbeit zu erstellen. So danke ich sehr herzlich meinen Eltern, die etwa in der langwierigen Endphase ein besonders gutes Verhältnis zu ihren Enkeln aufgebaut und mir damit immer wieder zeitlichen Freiraum verschafft haben; meinem Mann, der mich kontinuierlich motiviert, ein gutes Verhältnis zu vielem und vielen aufgebaut und mir so im Alltag beständig den Rücken freigehalten hat; meinen beiden Söhnen für ihre Geduld und die inhärente Erinnerung an die wirklich wichtigen Dinge im Leben. Bitte entschuldigt die vielen Stunden und Tage ohne mich. Jetzt ist (es) Zeit für ein neues großes Hobby - mit Euch!

Rendsburg, Juni 2020

Svenja Wortmann

Kurzfassung

Diese Arbeit bietet einen Beitrag zur Weiterentwicklung von Regelungs- und Vorsteuerungsstrategien von Windenergieanlagen mit Einzelblattverstellung. Der Fokus liegt auf dem Entwurf einer LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung und einer transparenten, belastbaren Abschätzung des Potenzials als Alternative zur Einzelblattregelung auf Basis gemessener Blattwurzelbiegemomente. Die Vorsteuerung wird als Störgrößenkompensation zur Kompensation rotoreffektiver Windfeldvariablen inklusive der horizontalen und vertikalen Schräganströmung aufgebaut. Zur Untersuchung des Verhaltens bei Schräganströmung wird der *skewed wake effect* modelliert und anhand von Vermessungsdaten einer Windenergieanlage im Feld parametrisiert. Neben der Entwicklung eines geeigneten Entwurfsmodells auf Basis der BEM-Theorie und einer linearen Vorsteuerung liegen die Schwerpunkte der Arbeit im Aufbau einer adäquaten Simulationsumgebung mit realitätsnaher LiDAR-Messkette und der Entwicklung einer praxistauglichen Einzelblattregelung, die sowohl simulativ als auch im Feld validiert wird.

Abstract

This work contributes to further development of control strategies of wind turbines with single-blade adjustment. It concentrates on the design of a lidar-based feedforward control and a transparent, reliable analysis of its potential as an alternative to feedback control based on blade root load measurements. The feedforward control is setup as a disturbance compensation to compensate rotor effective wind field variables, among them horizontal and vertical yawed inflow. To study the turbine behaviour in yawed inflow a model of the *skewed wake effect* is necessary. The effect is parameterized by means of measurement data of a real turbine. Besides the development of a suitable design model based on BEM-theory and a linear feedforward control, particular emphasis of this work is on the generation of an adequate simulation environment including realistic lidar measurement chain. Furthermore a practicable individual pitch feedback control is designed and validated on a simulated and a real turbine.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	v
Kurzfassung	vi
Symbole und Abkürzungen	ix
Skizzen K1 und K2 der Koordinatensysteme	xvii
Naben- und Turmfußkoordinatensysteme	xvii
Blattkoordinatensysteme	xviii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	2
1.2 Ziel der Arbeit	4
1.3 Aufbau der Arbeit	5
2 Stand der Technik und Forschung der WEA-Regelung	7
2.1 Stand der Technik von Windenergieanlagen	7
2.2 Anforderungen an Windenergieanlagen	10
2.3 Die Regelung von Windenergieanlagen	12
2.3.1 Anforderungen an die Regelung von Windenergieanlagen	12
2.3.2 Drehzahlregelung im Teillastbereich	18
2.3.3 Drehzahlregelung im Volllastbereich	20
2.3.4 Drehzahlregelung im Übergang	21
2.3.5 Aktive Dämpfung von Strukturschwingungen	22
2.3.6 Einzelblattregelung zur Lastreduktion	25
2.3.7 LiDAR-basierte Vorsteuerung	30
2.3.8 Moderne Mehrgrößenregler für Windenergieanlagen	33
3 Die Simulationsumgebung	41
3.1 Der Wind	41
3.1.1 Grundlagen	41
3.1.2 Die Charakteristik des Windes	42
3.1.3 Simulation des Windes	45
3.2 Das komplexe Anlagenmodell	47
3.2.1 Grundlagen der aerodynamischen Modellierung	47
3.2.2 Grundlagen der strukturdynamischen Modellierung	49
3.3 Die LiDAR-Messkette	51
3.3.1 Das Messprinzip	51
3.3.2 Modellierung des Windes zur Simulation der LiDAR-Messung	52
3.3.3 Modellierung des LiDAR-Systems	54
3.3.4 Rekonstruktion des Windfeldes in der Messebene	57
3.3.5 Konstruktion des Windfeldes in der Rotorebene	64
3.4 Referenzregler	67
3.5 Gesamtsimulation	67
4 Entwurfsmodelle	69
4.1 Voraussetzungen für die Einzelblattregelung	69
4.2 Modellgleichungen für die Einzelblattregelung	70
4.2.1 Verifikation des Entwurfsmodells	79

4.3	Systembetrachtungen für die Einzelblattregelung	80
4.4	Voraussetzungen für die Einzelblattvorsteuerung.....	81
4.5	Modellgleichungen für die Einzelblattvorsteuerung	82
4.5.1	Verifikation des vereinfachten Modells mit Flex5	88
4.6	Systembetrachtungen für die Einzelblattvorsteuerung.....	93
4.6.1	Analyse der Belastungsmuster	93
4.6.2	Analyse resultierender und lokaler Blattbelastungen bei Gesamtblatt- und Blattsegmentverstellung.....	95
4.7	Zusammenfassung	98
5	Modellierung und Verifikation des Skewed Wake Effect	100
5.1	Grundlagen	101
5.2	Abschätzung der Parametrierung in der Literatur	103
5.2.1	Theoretische Abschätzung.....	103
5.2.2	Empirische Abschätzung	105
5.3	Abschätzung der Parametrierung mittels komplexer Simulationsmodelle	106
5.4	Abschätzung der Parametrierung mittels Vermessung	108
5.4.1	Aussichtsreiche Vermessungsbedingungen.....	108
5.4.2	Strategie zu Messdatenauswertung.....	110
5.4.3	Messergebnisse.....	112
5.5	Zusammenfassung	115
6	Entwurf der Einzelblattregelung und Einzelblattvorsteuerung	117
6.1	Einzelblattregelung	117
6.1.1	Reglerstruktur.....	117
6.1.2	Auslegung.....	119
6.1.3	Berücksichtigung von Randbedingungen	122
6.2	LiDAR-basierte Einzelblattvorsteuerung	126
6.2.1	Die (Vorsteuerung als) Störgrößenaufschaltung	126
6.2.2	Aufbau und Parametrierung der statischen Kompensation.....	129
6.3	Zusammenfassung	133
7	Simulations- und Messergebnisse	134
7.1	Bewertungskriterien.....	134
7.2	Simulationsbedingungen.....	135
7.3	Einzelblattregelung	136
7.3.1	Verifikation mittels Messdaten.....	140
7.4	LiDAR-basierte Einzelblattvorsteuerung.....	142
7.5	Diskussion der Ergebnisse	146
7.5.1	Bedeutung der Einzelblattverstellung für die Gesamtanlage.....	146
7.5.2	Gegenüberstellung von Regelung und Vorsteuerung	148
8	Zusammenfassung und Ausblick	152
A	Anhang	156
A.1	Spezifische Frequenzen des rotierenden und stehenden Systems	156
A.2	Parametrierung des Entwurfsmodells für die Einzelblattregelung	158
A.3	Verifikation des Entwurfsmodells für die Einzelblattregelung	161
A.4	Einzelblattregelung im Nachlauf	162
	Literatur	165

Symbole und Abkürzungen

Lateinische Symbole und Formelzeichen

Symbol	Bezeichnung	Einheit
a	Axialer Induktionsfaktor	-
$a_{\text{IPC},\text{xp},\text{max}}$	Aktuelle zulässige Blattwinkelamplitude der xp-IPC	°
a_k	Axialer Induktionsfaktor für Korrektur nach Spera	-
a_L	Abstand vom Ursprung zum Fokuspunkt des LiDAR-Gerätes	m
a_{opt}	Optimale Blattwinkelamplitude	°
a'	Tangentialer Induktionsfaktor	-
A	Rotorfläche	m ²
b_B	Breite eines Ringelementes	m
b_L	Halbwertsbreite der LiDAR-Gewichtungsfunktion	m
B	Anzahl der Blätter am Rotor	-
c	Vorgabewerte der Gütevektroptimierung	
c_A	Auftriebsbeiwert	-
c_P	Leistungsbeiwert	-
c_S	Schubbeiwert	-
c_W	Widerstandsbeiwert	-
c_{WB}	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	m/s
C	Konstante	
d	Distanz; Störgröße einer Regelstrecke	m
d_L	Distanz zwischen LiDAR-Sensor und Fokusebene	M
d_T	Dämpfungskonstante des Turmes	Ns/m
D	Rotordurchmesser	m
\tilde{D}, \tilde{d}	Generalisierte Dämpfungsmatrix, generalisierte Dämpfung	Ns/m
\bar{E}	Gewichteter mittlerer Energieertrag	kWh
f	Frequenz; Korrekturfaktor zur Berücksichtigung von Blattspitzen- und Blattwurzeverlusten; Gewichtungsfunktion	Hz - -
f_{BS}	Korrekturfaktor zur Berücksichtigung von Blattspitzenverlusten	-
f_{BW}	Korrekturfaktor zur Berücksichtigung von Blattwurzeverlusten	-
f_L	Gewichtungsfunktion des LiDAR-Unschärfebereiches	-
f_R	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion nach Rayleigh	-
f_{T0}	Erste Turmeigenfrequenz	Hz

f_{WB}	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion nach Weibull	-
f_x	Streckenlast der Schubkraft	N/m
f_y	Streckenlast der antreibenden Kraft	N/m
f_0	Eigenfrequenz	Hz
\tilde{f}, \tilde{f}	Generalisierter Erregervektor, generalisierte Kraft	N
F	Kraft	N
F_A	Auftriebskraft	N
$F_{Schlag(i)}$	Kraft am/pro Blatt in Schlagrichtung, engl. <i>flapwise force</i>	N
$F_{Schwenk(i)}$	Kraft am/pro Blatt in Schwenkrichtung, engl. <i>edgewise force</i>	N
F_W	Widerstandskraft	N
$F_{xB(i)}$	Kraft am/pro Blatt in Richtung der Rotorachse bzw. aus der Rotorebene hinaus, engl. <i>out-of-plane force</i> , auch Blattschubkraft	N
F_{xN}	Kraft an der Nabe aus der Rotorebene hinaus, auch Schubkraft	N
F_{xTF}	Kraft am Turmfuß entlang der x-Achse, auch longitudinale Kraft	N
$F_{yB(i)}$	Kraft am/pro Blatt in Richtung tangential zur Rotorachse bzw. in der Rotorebene, engl. <i>in-plane force</i> , auch antreibende Blattkraft	N
F_{yN}	Kraft an der Nabe in der Rotorebene entlang der y-Achse, auch seitliche oder laterale Kraft	N
F_{yTF}	Kraft am Turmfuß entlang der y-Achse, auch seitliche oder laterale Kraft	N
F_{zN}	Kraft an der Nabe in der Rotorebene entlang der z-Achse	N
$G(s)$	Übertragungsfunktion	
$G_d(s)$	Übertragungsfunktion der Störgrößenaufschaltung	
$G_R(s)$	Übertragungsfunktion des Reglers	
$G_{yd}(s)$	Übertragungsfunktion der Störung	
$h_{Fx/yB}$	Aerodynamischer Verstärkungsfaktor der Kräfte bzgl. der Windgeschwindigkeit	Ns/m
$h_{Mx/yB}$	Aerodynamischer Verstärkungsfaktor der Momente bzgl. der Windgeschwindigkeit	Ns
i_G	Getriebeübersetzung $i_G > 1$	-
I	Gütekriterium	
J_{ges}	Äquivalentes Trägheitsmoment des Antriebstranges	kg m ²
k	Wellenzahl	rad/m
k_{GS}	Verstärkung des Gain-Schedulings	-
$k_{Fx/yB}$	Aerodynamischer Verstärkungsfaktor der Kräfte bzgl. des Blattwinkels	N/°
k_{max}	Maximal zulässige Wellenzahl als Abknickfrequenz des adaptiven Filters	rad/m
$k_{Mx/yB}$	Aerodynamischer Verstärkungsfaktor der Momente bzgl. des Blattwinkels	Nm/°
k_{WB}	Formparameter der Weibull-Verteilung	-

$k_{0.5}$	Kohärenzbandbreite, Wellenzahl bei einer Kohärenz von 0.5	rad/m
k_γ	Konstantes Verhältnis von optimaler Blattwinkelamplitude zur Kompensation und der Schräganströmung	°/°
k_δ	Konstantes Verhältnis von optimaler Blattwinkelamplitude zur Kompensation und der Scherung	°s
K	Kohärenz;	-
	Skalierungsfaktor für den Skewed Wake Effekt nach Glauert	-
K_p	Verstärkungsfaktor eines Proportionalgliedes	
K_{Skew}	Skalierungsfaktor für den Skewed Wake Effekt nach Pitt & Peters	-
$\tilde{\mathbf{K}}, \tilde{k}$	Generalisierte Steifigkeitsmatrix, generalisierte Steifigkeit	N/m
l	Länge	m
l_L	Entfernung zwischen LiDAR-Fokuspunkt und LiDAR-Sensor	m
l_T	Länge des Turmes	m
L	Integraler Längenparameter	m
m	Wöhlerlinienexponent	-
m_T	Effektive Turmkopfmass des vereinfachten Turmmodells	kg
M	Moment	Nm
$M_{\text{Schlag}(,i)}$	Blattwurzelbiegemoment pro Blatt (i) in Schlagrichtung	Nm
$M_{\text{Schwenk}(,i)}$	Blattwurzelbiegemoment pro Blatt (i) in Schwenkrichtung	Nm
M_V	Mechanisches Verlustmoment	Nm
$M_{xB(i)}$	Blattwurzelbiegemoment pro Blatt (i) tangential zur Rotorachse bzw. in der Rotorebene, engl. <i>in-plane bending moment</i> , auch tangentiales oder antreibendes Blattmoment	Nm
M_{xN}	Moment an der Nabe in der Rotorebene, auch antreibendes oder aerodynamisches Moment	Nm
M_{xTF}	Moment am Turmfuß um die x-Achse, laterales Moment	Nm
$M_{yB(i)}$	Blattwurzelbiegemoment pro Blatt (i) in Richtung der Rotorachse bzw. aus der Rotorebene hinaus, engl. <i>out-of-plane bending moment</i> , auch Blattschubmoment	Nm
M_{yN}	Moment an der Nabe aus der Rotorebene hinaus um die y-Achse, auch Nickmoment, allgemein Schubmoment	Nm
M_{yTF}	Moment am Turmfuß um die y-Achse, longitudinales Moment	Nm
M_{zN}	Moment an der Nabe aus der Rotorebene hinaus um die z-Achse, auch Giermoment, allgemein Schubmoment	Nm
$\tilde{\mathbf{M}}, \tilde{m}$	Generalisierte Massenmatrix, generalisierte Masse	kg
N	Schwingspielzahl	-
n_L	Anzahl der kreisförmig verteilten LiDAR-Fokuspunkte einer Ebene	-
p	Vielfaches der Rotordrehfrequenz;	-
	Druck	Pa
\mathbf{p}	Generalisierte Koordinaten	
\mathbf{P}, \mathbf{P}_0	Parametervektor, Startwert des Parametervektors	

P_{el}	Elektrische Leistung	kW
r	Lokaler Blattradius	m
R	Blattlänge, Rotorradius	m
R_x	Angriffspunkt der resultierenden Blattschubkraft	m
R_y	Angriffspunkt der resultierenden antreibenden Blattkraft	m
s	Abstand zweier WEA im direkten Nachlauf	m
s_T	Steifigkeit des Turmes	N/m
S	Autoleistungsdichtespektrum der Windgeschwindigkeit, allgemein Autospektrum oder Kreuzspektrum	m ² /s
S_a	Spannungsamplitude	
t	Zeit	s
t_B	Blatttiefe	M
t_M	Zeitpunkt der LiDAR-Messung	s
t_R	Zeitpunkt der Rekonstruktion	s
T	Zeitkonstante des PT1-Gliedes;	s
T_p	Transformationsmatrix vom stehenden Koordinatensystem ins mit dem Vielfachen p der Rotorfrequenz drehenden Koordinatensystem	-
u	Induzierte Windgeschwindigkeit; Stellgröße einer Regelstrecke	m/s
u_{EF}	Eigenformen	-
u_0	Normalkomponente der induzierten Windgeschwindigkeit	m/s
u_1	Induzierte Windgeschwindigkeit, speziell	m/s
v	Windgeschwindigkeit	m/s
\bar{v}	Mittlere Windgeschwindigkeit (über unterschiedliche Zeiträume)	m/s
v_i	Effektive Windgeschwindigkeit an Blatt i	m/s
v_{los}	Windgeschwindigkeit entlang des ausgesendeten Lichtstrahls, engl. <i>line-of-sight</i>	m/s
$v_{\text{rel},i}$	Relative Windgeschwindigkeit an Blatt i	m/s
v_{res}	Resultierende Windgeschwindigkeit am Blattprofil	m/s
\mathbf{v}_{turb}	Turbulenter Anteil eines Windvektors	m/s
v_U	Umfangsgeschwindigkeit des Blattelementes	m/s
v_0	Rotoreffektive Windgeschwindigkeit	m/s
v_∞	Ungestörte Windgeschwindigkeit vor der Anlage	m/s
w	Sollgröße einer Regelstrecke	
\mathcal{W}	Dreidimensionales Windfeld	
x	Strecke	m
x_{long}	Auslenkung des Turmkopfes entlang der x-Achse bzw. in longitudina- ler Richtung	m
x_{lat}	Auslenkung des Turmkopfes entlang der y-Achse bzw. in lateraler Richtung	m

y	Ausgang einer Regelstrecke	
z	Höhe über dem Boden	m

Griechische Symbole und Formelzeichen

Symbol	Bezeichnung	Einheit
α	Abklingparameter des exponentiellen Windevolutionsmodells	-
$\alpha(\mathbf{P})/\tilde{\alpha}(\mathbf{P})$	Maximumfunktion der Gütevektroptimierung/ Approximation	
α_A	Anstellwinkel, engl. <i>angle of attack</i>	°
α_h	Höhenexponent	-
$\beta_{(i)}$	Einstellwinkel des Blattes (i), Pitchwinkel von engl. <i>pitch angle</i>	°
$\Delta\beta_i$	Blattindividueller Sollwert	°
β_c	Kollektiver/ mittlerer Einstellwinkel des Blattes	°
$\Delta\beta_{FF,i}$	Blattindividueller Sollwert der Einzelblattvorsteuerung, engl. <i>feedforward control</i>	°
$\Delta\beta_{IPC,i}$	Blattindividueller IPC-Sollwert	°
$\Delta\beta_{IPC,xp,i}$	Blattindividueller Sollwert durch xp-IPC	°
$\Delta\beta_{IPC,l,begr}$	Blattindividueller IPC-Sollwert nach Begrenzung der Blattverstellgeschwindigkeit	°
$\Delta\beta_{IPC,1-3}$	Resultierende Blattwinkelasymmetrie durch IPC	°
β_l	Neigung der Profilversehnung zur Rotorebene (z. B. Einstellwinkel plus lokale Verwindung des Blattes)	°
β_L	Hilfswinkel zur Festlegung der LiDAR-Fokuspunkte	°
β_{opt}	Optimaler, individueller (Gesamt-) Blattwinkel	°
$\beta_{opt,S}$	Optimaler, individueller Blattwinkel pro Blattsegment	°
$\dot{\beta}$	Verstellgeschwindigkeit des Blattes	°/s
$ \dot{\beta} $	Gewichteter mittlerer Betrag der Blattverstellgeschwindigkeit	°/s
$\dot{\beta}_{IPC,max/min}$	Maximal/ minimal zulässige Blattverstellgeschwindigkeit für IPC	°/s
γ	Schräganströmung	°
γ_h	Horizontale Schräganströmung, v_{dir} in „Flex5“	°
γ_v	Vertikale Schräganströmung, auch Aufwärtsströmung, v_{slope} in „Flex5“	°
γ_{RL}^2	Kohärenz zwischen Rotorebene und LiDAR-Messung	-
δ_h	Horizontale lineare Scherung	s ⁻¹
δ_v	Vertikale lineare Scherung	s ⁻¹
θ_{NL}	Nachlaufwinkel	°
ω	Drehzahl	s ⁻¹ , min ⁻¹
ω_{min}	Minimale Drehzahl, Einschaltdrehzahl	s ⁻¹ , min ⁻¹
ω_{Rot}	Rotordrehzahl	s ⁻¹ , min ⁻¹

ω_{soll}	Drehzahlsollwert	$\text{s}^{-1}, \text{min}^{-1}$
λ	Schnelllaufzahl	-
ρ	Luftdicke	kg/m^3
λ_{L}	Wellenlänge des ausgesendeten Lichtes	m
Λ	Logarithmisches Dekrement	-
Λ_1	Turbulenzskalierungsparameter	m
φ	Neigungswinkel	°
φ_{L}	Öffnungswinkel des LiDAR-Gerätes bezogen auf den Mittelpunkt	°
φ_{long}	Neigungswinkel des Turmkopfes in longitudinaler Richtung	°
ϕ	Anströmwinkel	°
σ	Standardabweichung; Profilsolidität	-
τ_{B}	Reaktionszeit der Anlage zum Verstellen der Blätter	s
χ	Neigungswinkel des Nachlaufs, engl. <i>skew angle</i>	°
ψ	Azimutwinkel des Rotors, bei 0° befindet sich Blatt 1 auf 12 Uhr Position	°
ψ_i	Azimutwinkel des Blattes i	°
$\Delta\psi_{\gamma}$	Phasenverschiebung zur Kompensation einer Schräganströmung mittels harmonischem Blattwinkelverlauf	°
$\Delta\psi_{\delta}$	Phasenverschiebung zur Kompensation einer Scherung mittels harmonischem Blattwinkelverlauf	°

Indexe

Symbol	Bezeichnung
$(\cdot)_{\text{äq}}$	Index für äquivalente Größen
$(\cdot)_{\text{B}}$	Index des Blatt-Koordinatensystems
$(\cdot)_{\text{Gen}}$	Index für Größen des Generators
$(\cdot)_{\text{h/v}}$	Index für horizontale und vertikale Größen
$(\cdot)_{\text{int}}$	Index für intermediäre Größen
$(\cdot)_{\text{L}}$	Index für LiDAR-Größen/ aus LiDAR-Messdaten rekonstruierte Größen
$(\cdot)_{\mathcal{LF}}$	Index des LiDAR-Fokuspunkt-Koordinatensystems
$(\cdot)_{\mathcal{LS}}$	Index des LiDAR-Sensor-Koordinatensystems
$(\cdot)_{\text{F}}$	Index einer gefilterten Größe (mittels adaptivem Filter)
$(\cdot)^{\text{f}(p)}$	Index der Größen des stehenden bzw. fixen Koordinatensystems mit dem Vielfachen p aus dem drehenden System transformiert
$(\cdot)_i$	Index für eine Laufvariable
$(\cdot)_I$	Index des Inertialsystems
$(\cdot)_j$	Index für eine Laufvariable

$(\cdot)_k$	Index für eine Laufvariable
$(\cdot)_n$	Index der Nenngrößen
$(\cdot)_N$	Index des Naben-Koordinatensystems
$(\cdot)_{\text{opt}}$	Index für den optimalen Wert von Kenngrößen
$(\cdot)_{\text{qs}}$	Index für quasistatische Größen
$(\cdot)_{\text{ref}}$	Index der Referenzgröße
$(\cdot)_R$	Index für LiDAR-Größen
$(\cdot)_{\text{st}}$	Index für kurzzeitige Größen, engl. <i>short term</i>
$(\cdot)_{\text{TF}}$	Index des Turmfuß-Koordinatensystems
$(\cdot)_{u/v/w}$	Index für die longitudinale, laterale und vertikale Windgeschwindigkeitskomponente
$(\cdot)_W$	Index des Wind-Koordinatensystems
$(\cdot)_x$	Index für eine Laufvariable

Operatoren

Symbol	Bezeichnung
$(\cdot)^+$	Moore-Penrose-Inverse
$(\cdot)^T$	Transponiert

Abkürzungen

Kürzel	Vollständige Bezeichnung
AFC	Active flow control
BEM	Blade element momentum
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BWB	Blattwurzelbiegemoment
CART2	Controls advanced research turbine am NREL, 2-blättrig
CART3	Controls advanced research turbine am NREL, 3-blättrig
CFD	Computational fluid dynamics
CU Boulder	University of Colorado Boulder
DAC	Disturbance accomodation control
DEL	Damage equivalent load
DGL	Differenzialgleichung
DLC	Design load case
DLL	Dynamic link library
DMS	Dehnungsmessstreifen
DOF	Degree of freedom

DWFR	Dynamische Windfeldrekonstruktion
DWM	Dynamic wake meandering
ECN	Energy research centre of the Netherlands
FAST	Fatigue, aerodynamics, structures and turbulence
FBG	Faser-Bragg-Gitter
FEM	Finite-Elemente-Methode
FF	Feedforward
FG	Freiheitsgrad
GDW	Generalized dynamic wake
HN	Harmonische Näherung
IPC	Individual pitch control
ISSET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
LES	Large eddy simulation
LiDAR	Light detection and ranging
LPV	Linear Parameter Variabel
LTU	Life time usage
LQG	Linear Quadratisch Gaussian
LQR	Linear Quadratischer Regler
LZI	Linear Zeitinvariant
MIMO	Multiple input multiple output
MPC	Model predictive control
NREL	National renewable energy laboratory
PID	Proportional-Integral-Differenzial
RaDAR	Radio detection and ranging
Risø DTU	Risø Dänemarks Technische Universität
SISO	Single input single output
SWE	Stuttgarter Lehrstuhl für Windenergie
SWFR	Statische Windfeldrekonstruktion
TI	Turbulenzintensität
VM	Vereinfachtes Modell
WEA	Windenergieanlage(n)
WFR	Windfeldrekonstruktion
1p, 2p, xp	Einmal, zweimal, x-mal pro Rotorumdrehung

Skizzen K1 und K2 der Koordinatensysteme

Naben- und Turmfußkoordinatensysteme

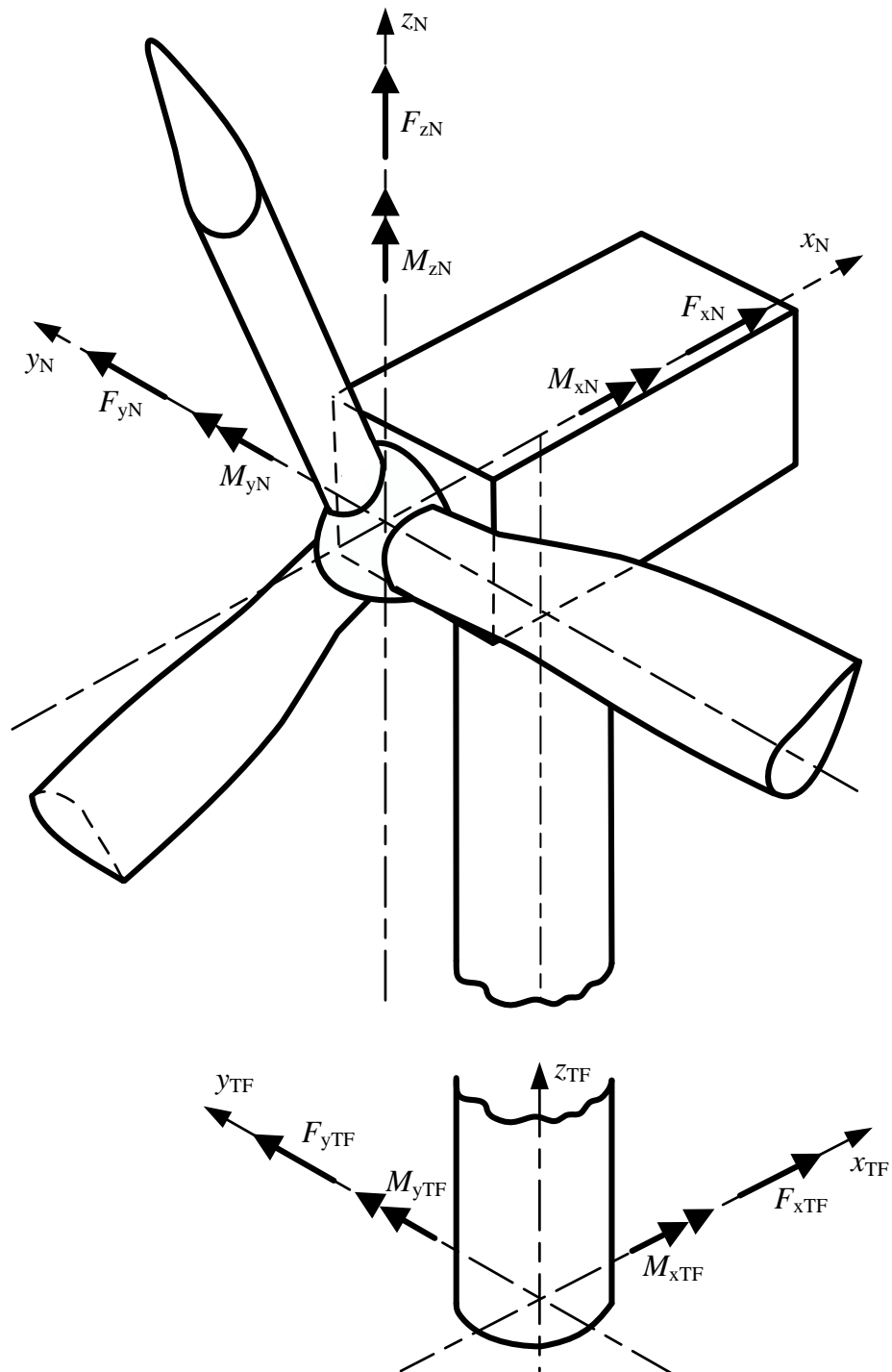


Abbildung K1: Stehende Koordinatensysteme für Naben- und Turmfußbelastungen.

Blattkoordinatensysteme

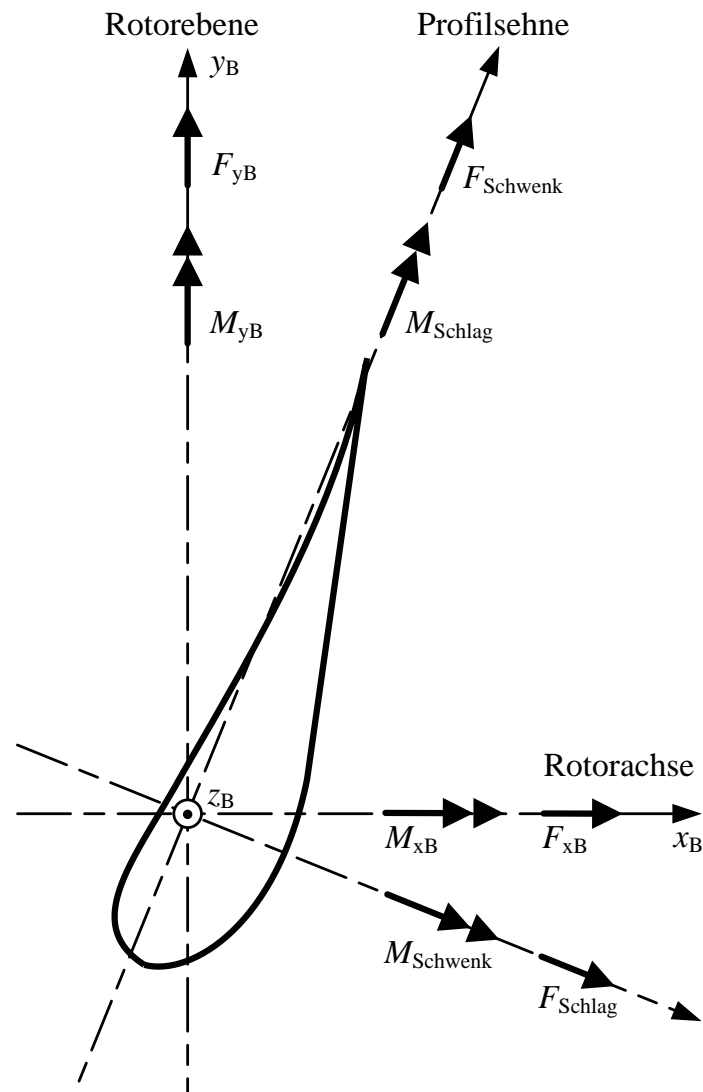


Abbildung K2: Mitrotierende Koordinatensysteme für Blattbelastungen, Schlag- und Schwenkbelastungen im Blattkoordinatensystem, Belastungen in und aus der Rotorebene hinaus im Rotorkoordinatensystem.

1 Einleitung

Seit Mitte der 1990er Jahre erlebt die elektrische Nutzung der Windenergie einen deutlichen Aufschwung. Mit 540 GW [1] installierter Leistung konnten 2017 ca. 4,4 % [2] der weltweit genutzten elektrischen Energie von Windenergieanlagen (WEA) bereitgestellt werden. Aus Abbildung 1.1 ist zu entnehmen, dass das jährliche Wachstum der installierten Leistung weiterhin deutlich oberhalb von 10 % liegt. Mit dem Ausbau der Windenergie nimmt die Anlagengröße zu, sodass die typische Leistungsklasse derzeit 2 bis 6 MW beträgt. Neben den klassischen küstennahen und Offshore-Standorten werden vermehrt Binnenstandorte genutzt und dafür zahlreiche Anlagentypen mit großem Rotor und hohen Türmen angeboten.

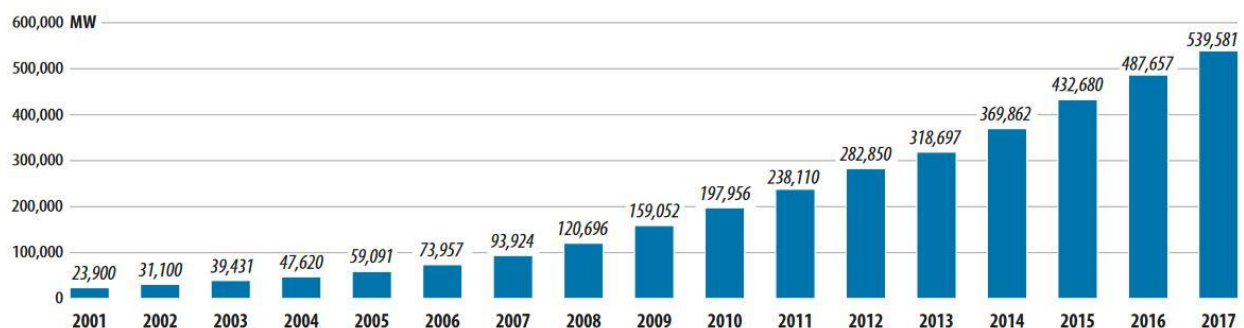


Abbildung 1.1: Die Entwicklung der kumulierten, weltweit installierten Windleistung seit dem Jahr 2000 [1].

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist politisch und gesellschaftlich motiviert. Mit zunehmender installierter Leistung steigt jedoch auch der Druck, die spezifischen Energiekosten zu reduzieren. Trotz einer regressiven Staffelung der Grundvergütung, lag die prognostizierte durchschnittliche Vergütung in 2017 für an Land errichteter WEA in Deutschland nach zwischenzeitlichem Anstieg mit 9,2 ct/kWh wieder fast auf dem Niveau des Jahres 2000 mit 9,1 ct/kWh [3]. Ursache dafür sind vermutlich die hohen Anfangsvergütungen, eine höhere Vergütung bei den zunehmend gewählten windschwächeren Binnenstandorten und Dienstleistungsboni. Inflationsbereinigt¹ ergibt sich daraus eine Kostensenkung um 26 %. Um die spezifischen Energieerzeugungskosten weiter zu senken, müssen seit 2017 EU-weit für Windparks ab 6 MW oder 6 Anlagen Ausschreibungen erfolgen und die Betreiber ihre Kosten vorab offenlegen. Damit erhöht sich der Kostendruck unter anderem bei den Anlagenherstellern erneut. Zudem müssen WEA seit 2003 eine zunehmende Anzahl von netzseitigen Anforderungen erfüllen, welche oftmals eine technische Aufrüstung der Anlagen erfordern.

¹ 28 % Steigerung von 2000 bis 2017 nach [4]

1.1 Motivation

Eine Möglichkeit, die spezifischen Energiekosten zu senken, ist der Einsatz von lastreduzierenden Regelungsverfahren. Neben einer guten Auslegung des Basisreglers und aktiver Strukturdämpfung bietet sich für aktuelle WEA vor allem die Einzelblattverstellung an. Mit deren Hilfe können fluktuierende Belastungen des Blattes und sich daraus ergebende Lastfluktuationen im stehenden System, also der Gondel und dem Turm, verringert werden. Hervorgerufen werden die fluktuierenden Belastungen neben Turbulenzen maßgeblich durch die Rotation des Blattes in einem mit Windscherung, Schräganströmung und Turmvorstau behafteten Windfeld. Die Einzelblattverstellung kann zum einen als Regelung auf Basis von Windmessungen am Blatt oder Belastungsmessungen an Blatt, Antriebswelle oder Blattnabe erfolgen. Zum anderen lässt sie sich als Vorsteuerung bei Kenntnis des zukünftig eintreffenden Windfeldes, beispielsweise auf Basis von LiDAR-Messdaten, engl. *light detection and ranging*, oder als Kombination aus Regelung und Vorsteuerung umsetzen.

Unterschiedliche Varianten einer **Einzelblattregelung** wurden bereits 1980 beschrieben [5]. Eine intensive Forschung erfolgt jedoch erst ab Ende der 1990er Jahre, maßgeblich am ISET/IWES², dem ECN³ und beim Beratungsunternehmen GL Garrad Hassan. Im Gegensatz zur *unabhängigen* Einzelblattregelung liegt der Forschungsfokus auf der zyklischen bzw. *individuellen* Einzelblattregelung mit einer aufeinander abgestimmten Verstellung der drei Blätter, engl. *individual pitch control* (IPC), auf Basis gemessener Belastungen. Etabliert hat sich eine dezentrale 1p- und 2p⁴-Einzelblattregelung mit klassischen Reglern. Die asymmetrische Belastung des Rotors wird dazu mittels zweier orthogonaler Komponenten beschrieben, beispielsweise einem Nick- und einem Giermoment an der Nabe. Diese beiden Komponenten lassen sich als sowohl von der Drehzahlregelung mittels kollektivem Blattwinkel als auch voneinander entkoppelt betrachten und werden häufig unabhängig voneinander geregelt, siehe auch [6,7]. Darüber hinaus können die Frequenzanteile der orthogonalen Größen durch geschickte Transformation vom drehenden Rotorsystem ins stehende System voneinander getrennt und ebenfalls separat voneinander geregelt werden, siehe auch [8]. Die 1p-IPC reduziert die dominanten Belastungsänderungen am Blatt, welche hauptsächlich aufgrund der (vertikalen) Windscherung einmal pro Umlauf (1p) auftreten, und die damit korrelierenden konstanten Belastungen im stehenden System. Mit der 2p-IPC werden die 2p-Belastungen am Blatt, welche mit den dominanten 3p-Belastungen im stehenden System korrelieren, verringert. Der dezentrale Entwurf mit klassischen Reglern ermöglicht eine verhältnismäßig einfache Berücksichtigung praxisrelevanter Aspekte wie Stellgrößenbeschränkungen oder eine arbeitspunktabhängige Einschränkung der IPC [9,10]. Diverse Simulationsstudien mit IPC zeigen deutliche Lastreduktionen am Blatt und im stehenden System, die allerdings mit verstärkter Blattverstellaktivität einhergehen [8,10]. Veröffentlichte Feldtests der 1p- und 2p-IPC an kleinen älteren Versuchsanlagen des US Forschungs-

² Institut für Solare Energieversorgungstechnik bzw. seit 2009 Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

³ Energy research Centre of the Netherlands

⁴ 1p/2p: Einmal/zweimal pro Umdrehung

zentrums NREL⁵ bestätigen anhand weniger Messdaten überwiegend die Simulationsergebnisse [11,12]. Erst zur Laufzeit des Forschungsprojektes „3I Blade Control“ (2011-2015), im Rahmen dessen die Ergebnisse dieser Arbeit entstanden, liegen Ergebnisse eines umfangreichen Feldtests an einem aktuellen Prototypen im Rahmen eines Forschungsprojektes vor [13,14]. Dabei kommt einzig 1p-IPC zum Einsatz. Erfolgreiche Anwendungen von IPC im industriellen Umfeld sind während der Projektlaufzeit nicht bekannt, anschließend an das Forschungsprojekt setzt Senvion mittlerweile IPC bei Bedarf in der Serie ein.

Dank starker Weiterentwicklung der **LiDAR**-Technologie wird seit 2005 vermehrt über den Einsatz eines auf der WEA montierten LiDAR-Systems nachgedacht. Mit den Informationen über das einströmende Windfeld weit vor der WEA lässt sich das Regelverhalten der Anlage verbessern, beispielsweise indem die Verzögerung des Blattverstellungssystems vorausschauend kompensiert wird. Die Forschung wird speziell am SWE⁶, am dänischen Forschungszentrum Risø DTU⁷, der CU Boulder⁸ und bei GL Garrad Hassan vorangetrieben. Neben unterschiedlichsten Regelungsansätzen ist die Erzeugung geeigneter Eingangssignale aus den LiDAR-Messdaten ein Schwerpunkt. Zum einen muss das Windfeld der Messebene aus den Messdaten rekonstruiert werden. Zum anderen muss abgeschätzt werden, welchen Änderungen es auf dem Weg zur Anlage unterliegt.

Verglichen mit der Einzelblattregelung wurde die LiDAR-basierte **Einzelblattvorsteuerung** bisher nur in geringem Umfang und oberflächlich betrachtet. Analog zur Einzelblattregelung gibt es den Ansatz der *unabhängige* Einzelblattvorsteuerung basierend auf zukünftigen blatteffektiven Windgeschwindigkeiten, welche von mitrotierenden LiDAR-Systemen am Blattende erfasst werden [15]. Der Ansatz zeigt hohes Potenzial zur Lastreduktion unter idealen Bedingungen, offen ist neben der Umsetzbarkeit der Messung auch die korrekte zeitliche respektive räumliche Zuordnung von gemessenen Windgeschwindigkeiten zu Einzelblattwinkel unter realen Bedingungen. Aussichtsreicher scheint die *individuelle* Einzelblattvorsteuerung auf Basis zukünftiger rotoreffektiver charakteristischer Größen des Windfeldes, die mithilfe eines auf der Gondel montierten LiDAR-Systems ermittelt werden. Dabei werden meistens die Einflüsse der vertikalen und horizontalen Windscherung [16,17,18] kompensiert. Nur selten (in [19] und Arbeiten der Autorin [20,21]) und teilweise scheinbar unvorteilhaft werden zusätzlich die vertikale und horizontale Schräganströmung einbezogen, obwohl auch diese signifikante Belastungsänderungen am Blatt bewirken können. Erste Simulationen [16] deuten darauf hin, dass der Nutzen der vorausschauenden Windmessung für die Einzelblattverstellung geringer als gehofft bzw. geringer als für andere Einsatzmöglichkeiten wie der kollektiven Blattverstellung ist. Die wenigen Veröffentlichungen mit gut nachvollziehbaren Simulationsstudien während der Laufzeit des Forschungsprojektes „3I Blade Control“ ermöglichen jedoch keine belastbare Abschätzung des Potenzials für eine Einzelblattvorsteuerung – weder in Kombination mit einer Einzelblatt-

⁵ National Renewable Energy Laboratory

⁶ Stuttgarter Lehrstuhl für Windenergie an der Universität Stuttgart

⁷ Risø Dänemarks Technische Universität

⁸ Universität of Colorado Boulder

regelung oder als reine Vorsteuerung, um die Wirksamkeit zusätzlicher Sensorik zu untersuchen. Eine detaillierte Begründung dieser Einschätzung erfolgt in Abschnitt 2.3.7.

Grundlagen der lastreduzierenden Einzelblattverstellung sowie Details der (Weiter-) Entwicklung der Einzelblattregelung und LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung können in Abschnitt 2.3.6 und 2.3.7 nachvollzogen werden.

1.2 Ziel der Arbeit

Diese Arbeit soll einen Beitrag zur Weiterentwicklung der LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung und eine transparente, belastbare Abschätzung deren Potenzials bieten. Analog zur individuellen Einzelblattregelung wird hier eine individuelle Vorsteuerung betrachtet, welche die über dem Rotor gemittelte Windfeldvariablen verwendet. Im Gegensatz zu den wenigen vorangegangenen und parallel zu dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen, wird die Kompensation der Schräganströmung detailliert beleuchtet und insbesondere der Einfluss des *skewed wake effect* (der Neigung des Nachlaufs bei Schräganströmung) untersucht. Das Potenzial der Vorsteuerung soll sowohl ideal als auch unter praktischen Gesichtspunkten durch Berücksichtigung einer realitätsnahen LiDAR-Messkette bestimmt werden. Im zweiten Fall haben die LiDAR-Konfiguration, also Geräte-Typus und Anordnung der Messpunkte, und die Rekonstruktion des Windfeldes starken Einfluss auf die Ergebnisse. In dieser Arbeit wird der aktuelle Stand von Möglichkeiten zur Optimierung der LiDAR-Konfiguration und Methoden zur Windfeldrekonstruktion berücksichtigt.

Das Potenzial der Einzelblattvorsteuerung soll dem einer anwendungsnahen Einzelblattregelung gegenübergestellt werden. Die Einzelblattregelung entspricht zwar dem Stand der Forschung, wird nach Wissen der Autorin jedoch bisher nur sehr vereinzelt für neueste Anlagentypen in der Serie verwendet und würde demnach unter anderem die Installation nicht vorhandener Belastungsmessungen erfordern. Aus Sicht des Herstellers ist es interessant, die Wirksamkeit eines speziellen Konzeptes, mit dem u. U. Lizenz- bzw. Patentierungsgebühren einhergehen, und zusätzlich benötigter Sensoren abzuschätzen. Die Einzelblattregelung mit verhältnismäßig preiswerten Belastungssensoren soll deshalb mit einer Einzelblattvorsteuerung ohne parallele Einzelblattregelung mit aktuell recht teurem LiDAR-Gerät verglichen werden. Beide Konzepte sollen anwendungsnah sein, wobei die Untersuchungen zunächst simulativ erfolgen und nur die Einzelblattregelung in Feldtests validiert wird. Im Gegensatz zu den bisherigen entweder knappen, an kleinen älteren Versuchsanlagen durchgeführten Tests der 1p- und 2p-IPC oder der Vermessung von 1p-IPC an einem aktuellen Prototypen, steht für diese Feldtests eine aktuelle 3 MW Anlage der Firma Senvion für umfangreiche Vermessung der 1p- und 2p-IPC zur Verfügung.

Daraus folgt, dass auch einer anwendungsnahen Einzelblattregelung ausreichend Raum gegeben werden muss. Dabei ist besonders die Berücksichtigung von Randbedingungen wie der Stellraumbegrenzung und die Integration ins Sicherheitskonzept von großer Bedeutung. Die Akzeptanz

für einen Feldtest lässt sich durch einen modularen Aufbau der Software erhöhen. Um diese Anforderungen zu erfüllen, wird das bewährte Konzept einer dezentralen Gesamt-Regelung mit klassischen Reglern beibehalten und die bestehende Regelung um die Einzelblattverstellung erweitert. Zugrunde liegt ein nach industriellen Anforderungen entwickelter und ausgelegter Regler für den Einsatz in der Serie.

Das Ziel der Arbeit, die Potenzialanalyse einer LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung als Alternative zu einer anwendungsnahen Einzelblattregelung, erfordert interdisziplinär die Betrachtung der Regelungstechnik, der Struktur- und Aerodynamik von WEA nebst Anforderungen der Betriebsfestigkeit. Neben der Entwicklung der LiDAR-basierten Vorsteuerung und einer anwendungsnahen Einzelblattregelung liegt ein Schwerpunkt dieser Arbeit im Aufbau einer geeigneten Simulationsumgebung zur Beurteilung der erzielbaren Lastreduktion.

1.3 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit gliedert sich in 8 Kapitel. Der Aufbau der Arbeit ist in Abbildung 1.2 schematisch – ohne Berücksichtigung der Einleitung nebst Stand der Technik und Forschung der WEA-Regelung und Zusammenfassung und Ausblick – dargestellt.

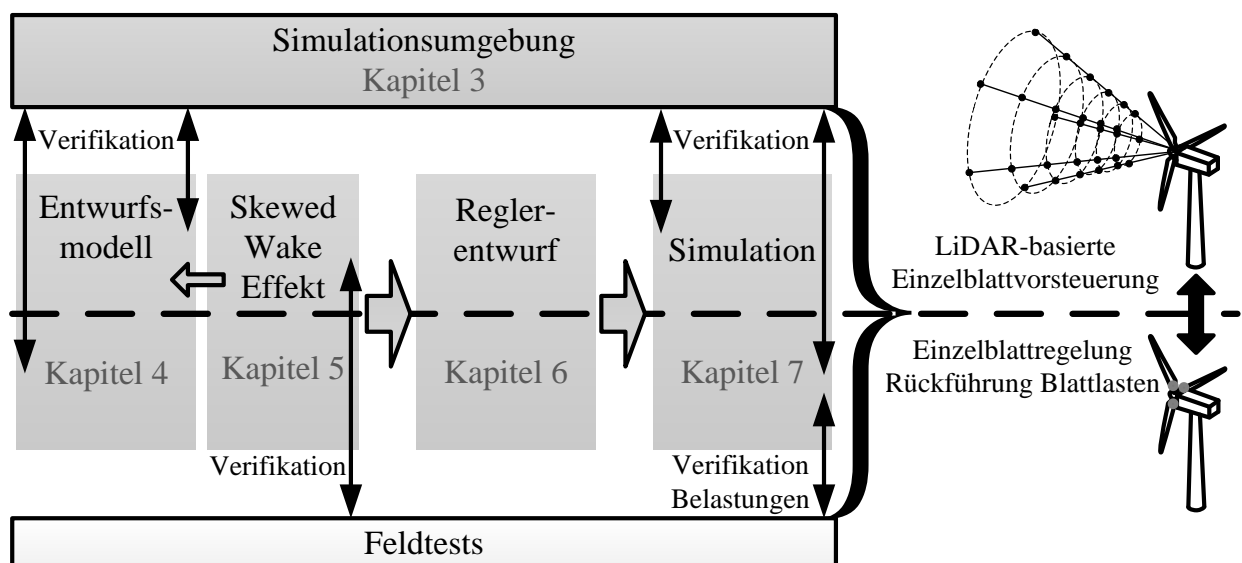


Abbildung 1.2: Aufbau der Arbeit ohne Einführung und Zusammenfassung.

Als Hintergrundinformation und differenzierte Motivation für diese Arbeit erfolgt in Kapitel 2, STAND DER TECHNIK UND FORSCHUNG DER WEA-REGELUNG, eine umfangreiche Einordnung des Themas in den Stand der Technik von WEA, allgemeine Anforderungen an WEA, daraus resultierenden Anforderungen an die WEA-Regelung sowie deren (Weiter-) Entwicklung.

In Kapitel 3, DIE SIMULATIONSUMGEBUNG, wird eine kurze Einführung in die physikalischen Grundlagen des Windfeldes und der Struktur- und Aerodynamik einer WEA sowie deren Modellierung in etablierter Software wie „Flex5“ gegeben. Die bestehende Simulationsumgebung muss um eine ideale und reale LiDAR-Messkette erweitert werden, sodass Grundlagen und Modellierung der LiDAR-Messung und der Rekonstruktion des Windfeldes aus diesen Messdaten folgen.

Kapitel 4, ENTWURFSMODELLE, beinhaltet die Herleitung der Modelle für Regelung und Vorsteuerung sowie weitergehende Systembetrachtungen als Grundlage des Regler- bzw. Vorsteuerungsentwurfs. Das Modell für die Regelung orientiert sich stark an aus der Literatur bekannten Modellen und wird daher nur knapp beschrieben. Für die Einzelblattvorsteuerung wird ein vereinfachtes aerodynamisches Modell auf Grundlage der BEM-Theorie entworfen und größtenteils durch Vergleich mit einem komplexen Simulationsmodell verifiziert.

Kapitel 5, MODELLIERUNG UND VERIFIKATION DES SKEWED WAKE EFFECT, ergänzt den Modellentwurf für die Vorsteuerung, um das Verhalten bei Schräganströmung adäquat abbilden zu können. Die Parametrierung eines weitverbreiteten Modellierungsansatzes wird kontrovers diskutiert, sodass diese nach einer Literaturrecherche und Abschätzungen anhand komplexer Anlagemodelle mittels selektiver Vermessungen an einer Anlage vorgenommen wird.

Das Kapitel 6, ENTWURF DER EINZELBLATTREGELUNG UND EINZELBLATTVORSTEUERUNG, beinhaltet zunächst den Entwurf der anwendungsnahen Einzelblattregelung. Diese lässt sich dezentral mit vier SISO-Reglern für die konstanten und die 3p-Anteile des Gier- und des Nickmomentes aufbauen. Nichtlinearitäten und Sicherheitsaspekte werden praxistauglich berücksichtigt. Im zweiten Abschnitt des Kapitels wird die LiDAR-basierte Vorsteuerung als Störgrößenaufschaltung entworfen. Mittels Analyse optimaler Kompensationsstrategien wird ein einfach zu implementierender Kompensationsalgorithmus entwickelt.

Kapitel 7, SIMULATIONS- UND MESSERGEBNISSE, beginnt mit der Erläuterung von Bewertungskriterien für eine Potenzialanalyse hinsichtlich der Anlagenbelastungen. Im Anschluss werden die Ergebnisse der Simulation der Einzelblattregelung vorgestellt, welche anhand von Messungen verifiziert werden können. Die LiDAR-basierte Einzelblattverstellung kann nur rein simulativ beurteilt werden. Abschließend werden die Bedeutung der Einzelblattverstellung für die Gesamtanlage diskutiert und die beiden unterschiedlichen Ansätze gegenübergestellt.

Die Arbeit schließt mit dem Kapitel 8, ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK, in dem die wichtigsten Ergebnisse der Arbeit diskutiert und ein Ausblick für zukünftige Forschungsarbeiten gegeben wird.

2 Stand der Technik und Forschung der WEA-Regelung

Als Hintergrundinformation und differenzierte Motivation für diese Arbeit dient eine umfangreiche Einordnung des Themas in den Stand der Technik von WEA, allgemeine Anforderungen an WEA, daraus resultierenden Anforderungen an die WEA-Regelung sowie der (Weiter-)Entwicklung dieser Regelung.

2.1 Stand der Technik von Windenergieanlagen

Bereits in den 1980er Jahren hat sich der heute gängige Bautyp von WEA, einem Horizontalachser mit drei Blättern als Luvläufer, zur elektrischen Windenergienutzung durchgesetzt. Bis in die 90er Jahre beherrschten laut Gasch und Tvele [22] die mechanisch robusten und einfach aufgebauten Anlagen dänischen Typs den Markt: Sie waren drehzahlstarr mit einem Asynchrongenerator ans Netz gekoppelt und die Leistungsbegrenzung bei hohen Windgeschwindigkeiten erfolgte durch Strömungsabriss, eng. *stall*, an den speziell dafür ausgelegten Rotoren, sodass sie ohne eine aktive Regelung auskamen.

Mit zunehmender Anlagengröße und ersten Netzanschlussbedingungen wurden Weiterentwicklungen dieses Konzeptes laut Burton et al. [23] notwendig: Verstellbare Rotorblätter, engl. *pitch*, ermöglichen eine aktive Leistungsbegrenzung. Im Gegensatz zu Stall-Anlagen beschreibt u. a. Hau [24] diese Leistungsregulierung als sehr präzise. Hohe Belastungen des Rotors und der Gesamtanlage bei abruptem Strömungsabriss und dem Betrieb bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten können vermieden werden. Gleichzeitig wird durch den Einsatz von Frequenzumrichtern eine Regulierung des Generatormomentes ermöglicht. Zum einen können so die Leistungsabgabe kurzfristig geglättet und die Torsionselastizität des Triebstranges deutlich erhöht werden. Zum anderen lässt sich mit einem flexiblen Generatormoment der drehzahlvariable Betrieb einer Anlage realisieren. Abbildung 2.1 zeigt den Verlauf der elektrischen Leistung P_{el} , der Generatordrehzahl ω_{Gen} , des Generatormomentes M_{Gen} und des Blattwinkels β einer drehzahlvariablen 2 MW Anlage abhängig von der Windgeschwindigkeit v . Im Teillastbereich unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit wird der aerodynamische Leistungsbeiwert durch Anpassung der Drehzahl an die Windgeschwindigkeit mittels Generatormoment optimiert und gegenüber dem drehzahlstarken Betrieb deutlich gesteigert. Im Volllastbereich oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit wird die Drehzahl und damit indirekt die Leistung durch Verstellen der Rotorblätter konstant gehalten.

Derzeit verfügen alle in Serie produzierten Multimegawatt-Anlagen über eine aktive (Gesamt-)Blatt- und Generatormomentverstellung. Bei der konkreten Ausführung gibt es viele

unterschiedliche Varianten: Die Blattverstellung kann sowohl hydraulisch als auch elektrisch erfolgen, wobei die einzelnen Blätter aus Sicherheitsgründen stets unabhängig voneinander verstellt werden können. Das elektrische System besteht aus einem doppelt gespeisten Asynchron-generator mit Teilumrichter, was lange Zeit als deutlich preisgünstigere Variante galt, oder einem permanent- oder fremderregten Synchrongenerator mit Vollumrichter. Der Synchron-generator wird teilweise als vielpoliger Ringgenerator gefertigt und das Getriebe zur Übersetzung der langsamen Rotordrehzahl auf annähernd Netzfrequenz damit eingespart. Um die immer weiter zunehmenden Netzanforderungen zu erfüllen sind Anlagen mit Vollumrichter gegenüber Anlagen mit Teilumrichter im Vorteil.

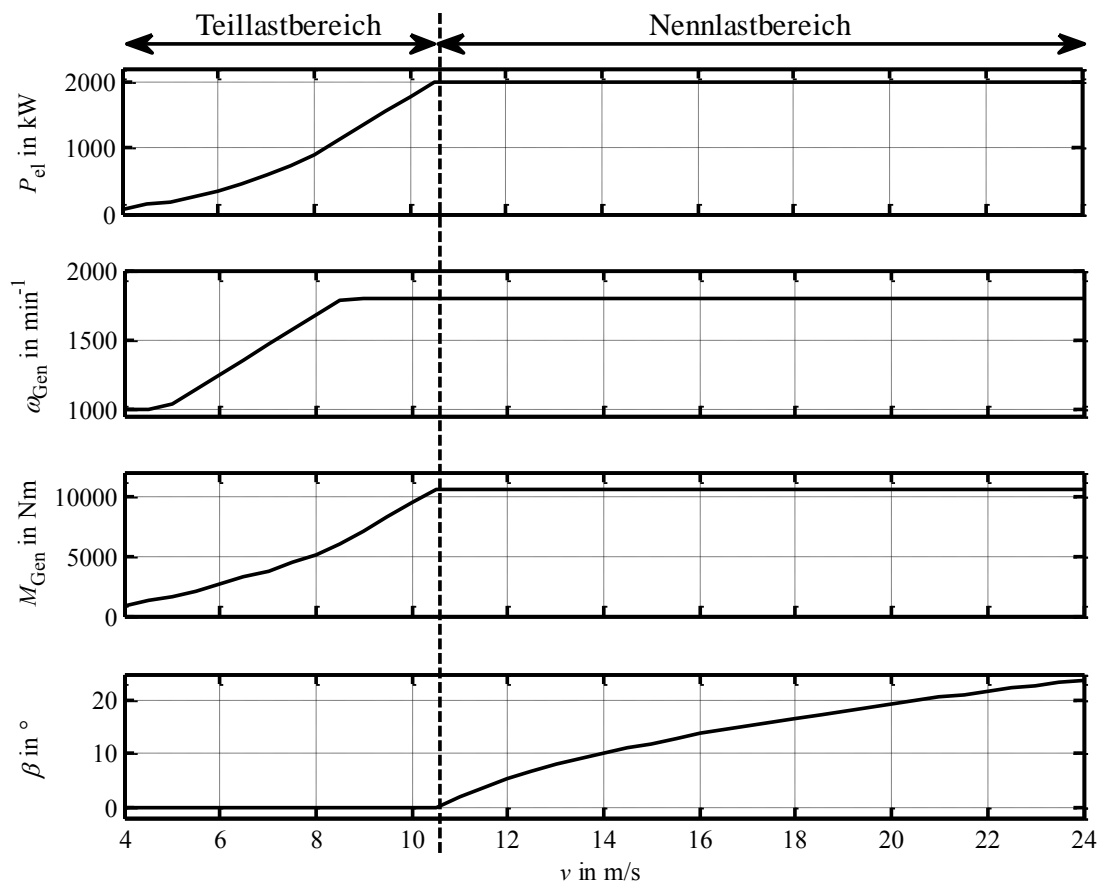


Abbildung 2.1: Elektrische Leistung P_{el} , Generator Drehzahl ω_{Gen} , Generatormoment M_{Gen} und Blattwinkel β in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit v einer drehzahlvariablen 2 MW Windenergieanlage im Produktionsbetrieb zwischen 4 m/s und 24 m/s.

Die Blätter von WEA bestehen in der Regel aus glasfaserverstärktem Kunststoff, wobei bei langen Blättern vermehrt auch Kohlefasern zum Einsatz kommen. Türme werden überwiegend als Stahlröhren gefertigt. Mit steigender Turmhöhe finden Hybriddürme mit einem hohen Betonsockel und weiterführendem Stahlrohr verstärkt Anwendung, da diese mit weniger Aufwand als reine Stahlrohrtürme zu transportieren und einfacher als reine Betontürme zu montieren sind. Betontürme sind zwar deutlich schwerer als Stahlrohrtürme, weisen aber günstigere Schwingungseigenschaften auf. Das Fundament von WEA ist fest im Boden verankert, nur für

Offshore-Anlagen wird an flexiblen, also schwimmenden, Fundamenten geforscht. Das dynamische Verhalten dieser Anlage unterscheidet sich grundlegend von anderen Bautypen und stellt aufgrund der sehr niedrigen Frequenz der Plattformbewegung eine große Herausforderung für die Regelung der Anlage dar.

In Zukunft sind Türme aus Holz mit sehr guten dämpfenden Eigenschaften denkbar. Bereits 2012 hat die Firma Timbertower einen 100 m Turm für eine 1.5 MW Anlage errichtet [25]. Möglicherweise erleben auch die 2-Flügler eine Renaissance, da sie – wie von der Firma SkyWind aus Büdelsdorf gezeigt – für die Errichtung auf einen großen, mobilen Kran verzichten können [26]. Auch der Einsatz von *smart blades*, also Technologien zur Anpassung der Rotorblätter an lokale Windbegebenheiten, scheint mittelfristig wahrscheinlich. Dabei können sowohl passive Ansätze wie Biege-Torsions-Kopplung, engl. *bend-twist-coupling*, als auch aktive Ansätze wie Hinterkantenklappen ähnlich wie bei Flugzeugflügeln zum Einsatz kommen. Einen guten Überblick über die unterschiedlichen Technologien bieten Johnson et al. [27] und der abschließende Newsletter des Verbundprojektes „SmartBlades“ [28]. Mit diesem Verbundprojekt und Folgeprojekten wurde und wird die Forschung in Deutschland mit dem Ziel der industriellen Umsetzung intensiviert. Neben der üblichen Verstellung des Gesamtblattes ergeben sich damit unter Umständen in naher Zukunft zahlreiche neue Stellmöglichkeiten für eine aktive Regelung in Serienanlagen.



Abbildung 2.2: Links: Holzturm für WEA, Foto: Timbertower. Mitte: Aktueller Zweiflügler, Foto: SkyWind. Rechts: *Smart blades*-Teststand mit partiell verformbaren Hinterkanten der TU Delft [29].

Im Fokus dieser Arbeit stehen aktuelle Onshore-Multimegawatt-Anlagen, die über eine aktive Blattverstellung verfügen und drehzahlvariabel betrieben werden können.

2.2 Anforderungen an Windenergieanlagen

Die Hauptaufgabe von WEA besteht in der Umwandlung von kinetischer Windenergie in elektrische Energie und deren Bereitstellung für Verbraucher. Somit agiert die WEA zwischen der stochastischen Energiequelle Wind und einem komplexen, dynamischen elektrischen Verbundnetz. Um bei der zunehmenden Durchdringung der Energieversorgung mit Windenergie sicher und kostengünstig elektrische Energie bereitstellen zu können, müssen WEA diverse Anforderungen erfüllen. Diese lassen sich grob in äußere Anforderungen durch Normen und Regeln und innere Anforderungen in Form von Herstellerzielen gliedern. In Abbildung 2.3 sind die wesentlichen äußeren Anforderungen als Auslegungs-, Immissions- und Netzanforderungen und der Wunsch nach geringen spezifischen Energiekosten als innere Anforderung dargestellt.

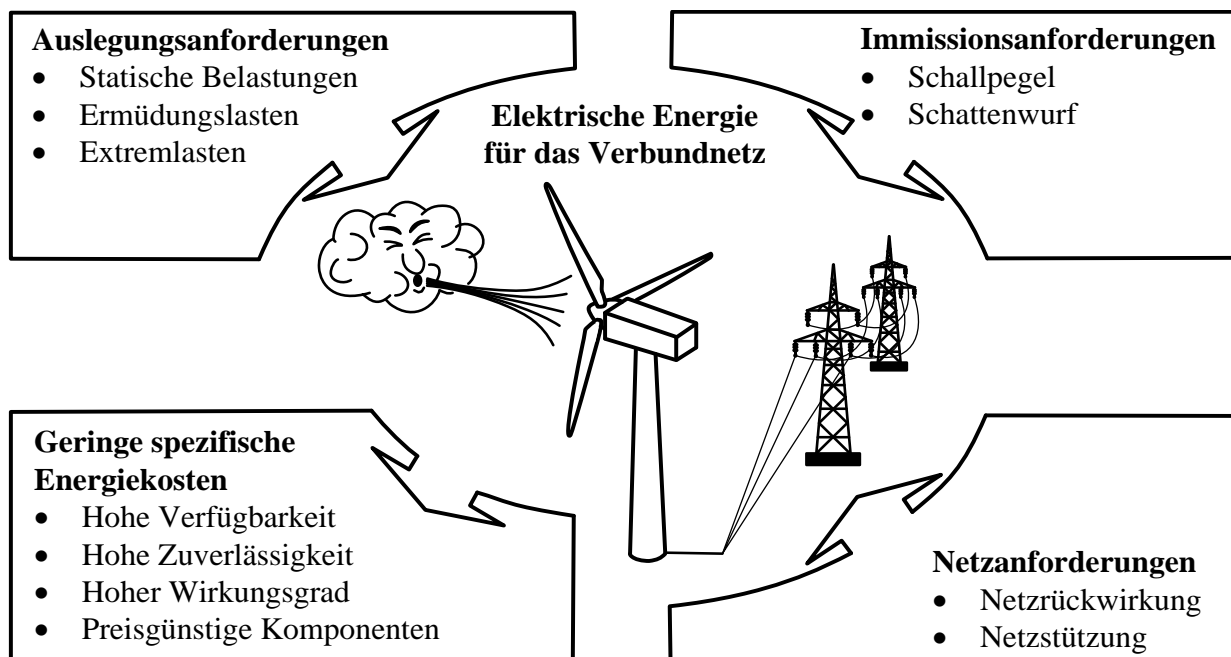


Abbildung 2.3: Anforderungen an eine Windenergieanlage.

Äußere Anforderungen

Die Auslegungsanforderungen für WEA sind in der Norm IEC 614001-1 [30] festgelegt. Diese sollen einen ausreichenden Schutz vor Schäden in unterschiedlichsten Gefahrensituationen gewähren. Im Zertifizierungsprozess muss nachgewiesen werden, dass die Anlage durch konstruktive Maßnahmen im Zusammenspiel mit Regelungs- und Sicherheitskonzepten den statischen und Ermüdungs- sowie Extremlasten bei Transport, Errichtung, Stillstand und Betrieb während der geplanten Lebensdauer standhält.

Um elektrische Energie ins Verbundnetz einspeisen zu dürfen, müssen WEA die Netzanschlussregeln des jeweiligen Verbundnetzes erfüllen. Seit 2003 haben sich die Anforderungen beginnend mit den E.ON Netzanschlussregeln [31] stark erhöht. Während in der Vergangenheit der Fokus auf der Reduzierung von unerwünschten Rückwirkungen der WEA ins Netz lag, wird nun von den Anlagen auch eine aktive Wirk- und Blindleistungsregelung zur Frequenz- und

Spannungsstützung sowie eine netzstützende Wirkung bei kurzzeitigen Netzfehlern verlangt. Es ist wahrscheinlich, dass WEA zukünftig noch weitere Kraftwerkseigenschaften nachweisen müssen. Unter anderem im deutschen Verbundprojekt „Windkraftwerk“ wird derzeit untersucht, wie WEA die Netzstabilität auch mit sehr wenigen oder gar ohne konventionelle Kraftwerke aufrechterhalten können. Eine detaillierte Übersicht über netzseitigen Anforderungen aus dem Jahr 2010 bietet das „Wind Energy Handbook“ in Kapitel 10 [23]. Die konkreten Anforderungen an die Anlagen variieren dabei zum Teil stark, wie die Recherche der Firma Transpower über nationale Anforderungen bei Netzfehlern zeigt [32].

Zum Schutz vor Lärm dürfen WEA maximal zulässige Schalleistungspegel nicht überschreiten. Die Vorgaben variieren sowohl national als auch lokal. In Deutschland sind die Pegel beispielsweise durch die Technische Anleitung Lärm [33] festgelegt. Lassen sich die Pegel durch bauliche Maßnahmen nicht dauerhaft einhalten, muss die Anlage temporär abgeschaltet oder schall- und damit drehzahl- und so wiederum leistungsreduziert betrieben werden. Des Weiteren ist der Schattenwurf von WEA, also periodisch wechselndem Schlagschatten, auf Wohnhäuser zeitlich begrenzt, sodass es auch hier zu vorübergehenden Abschaltungen kommen kann.

Innere Anforderungen

Ausgehend von dem Wunsch geringer spezifischer Energiekosten, ist der Hersteller bemüht, die äußeren Anforderungen durch möglichst preisgünstige Anlagen mit hohem Wirkungsgrad, hoher Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit zu erfüllen. Kosten für eine WEA lassen sich durch eine optimierte Anpassung von Anlagentypen auf Standorte und maßgeblich durch eine Gewichtsreduktion einzelner Komponenten einsparen. Diese werden oftmals durch konstruktive Maßnahmen wie dem Einsatz von Leichtbau, der softwarebasierten Optimierung der Komponenten und einer kosteneffektiven Abstimmung der verschiedenen Komponenten untereinander ermöglicht. Daneben kommt auch der Optimierung und Weiterentwicklung der Anlagensoftware eine große Bedeutung zu: Die übergeordnete Betriebsführung⁹ wird unter anderem zur Detektion kritischer Anlagenzustände eingesetzt. So ist es oftmals möglich, die Anlage rechtzeitig in einen sicheren Betriebszustand zu bringen und extreme Belastungen zu verringern. Gelegentlich sind die so reduzierten Belastungen auslegungsrelevant. Die Regelung hingegen hat gewöhnlich keine Wirkung auf Extremlasten, kann aber die Ermüdungslasten durch gute Dämpfung und Kompensation erzwungener Belastungswechsel positiv beeinflussen.

Die Anforderungen an die Regelung zur Lastreduktion sind in den letzten Jahren stark gestiegen: Eine gute Dämpfung wird bei den durch Leichtbauweise zunehmend schwingungsfreudigen Anlagen immer wichtiger. Darüber hinaus ermöglichen moderne Sensoren basierend auf Faser-Bragg-Gittern (FBG) zur Belastungsmessung oder LiDAR zur Messung des einströmenden Windes sowie potenziell zukünftige zusätzliche Stellgrößen wie Hinterkantenklappen eine Erweiterung des bestehenden Regelungskonzeptes.

⁹ Die Betriebsführung organisiert das An- und Abfahren sowie den Produktionsbetrieb der WEA, wobei stets sicherheitskritische Zustände überwacht werden. Oftmals werden die Prozeduren durch Änderung der Reglersollwerte realisiert, bei sicherheitsrelevanten Abfahrten erfolgt eine Überschreitung der Reglerausgänge. Fällt diese (Betriebsführung-) Software aus, greift die hart verdrahtet Sicherheitskette. Die Anlage wird dann durch Herausdrehen der Blätter aus dem Wind mittels Akkus gestoppt.

2.3 Die Regelung von Windenergieanlagen

In diesem Abschnitt erfolgt eine umfangreiche Darstellung der Regelungsstrategien für einzelne WEA – die Windpark-, Umrichter- und Generatorregelung sind nicht Inhalt dieser Arbeit und werden nur am Rande erwähnt. Nach einer knappen Beschreibung des Systems WEA werden die Anforderungen an die Regelung konkretisiert und die (Weiter-) Entwicklung der Anlagenregelung mit Fokus auf der Lastreduktion und der Einzelblattverstellung wiedergegeben.

Aus regelungstechnischer Sicht stellen der fest eingespannte, elastische Turm, der elastische Triebstrang und die drei elastischen Blätter die wesentlichen strukturellen Komponenten der hier betrachteten Onshore-Anlagen dar. Für die Regelung stehen den aktuellen Multimegawatt-Anlagen die Stellgrößen Generatormoment im Millisekunden-Bereich und Anstellwinkel der Rotorblätter im unteren Sekunden-Bereich zur Verfügung. Klassisch wird zur Regelung lediglich die Generatordrehzahl gemessen, darüber hinaus können Turmkopfbeschleunigungen und Rotorbelastungen als Messgrößen vorliegen. Das turbulente, also stochastisch veränderliche Windfeld stellt regelungstechnisch eine Störung dar, welche gleichzeitig auch einen Führungsanteil für die Drehzahl enthält. Dieses komplexe, schwingungsfreudige System ist nichtlinear: Zum einen liegt die Kopplung eines drehenden und eines stehenden Systems vor. Zum anderen ist die Aerodynamik stark vom Arbeitspunkt abhängig, siehe Abschnitt 3.1.3 und Abschnitt 4.5. Darüber hinaus werden, wie bereits in Abbildung 2.1 dargestellt, abhängig vom Arbeitsbereich der Anlage unterschiedliche Stellgrößen für die Basis-Drehzahlregelung verwendet. Die Stellgrößen weisen zudem die für reale Systeme üblichen Begrenzungen auf.

Die Regelung der Anlage wird, wie später in Abbildung 2.4 skizziert, meist dezentral umgesetzt. Die Basis aller Regelungskonzepte bildet die Drehzahlregelung, welche um zusätzliche Regelkreise zur aktiven Dämpfung und Lastreduktion erweitert werden kann.

2.3.1 Anforderungen an die Regelung von Windenergieanlagen

Ausgehend von den Anforderungen an WEA lassen sich die Anforderungen für die Regelung einer WEA herleiten und abschließend in Tabelle 2.1 zusammenfassen.

Auslegungsanforderungen

Statische Belastungen lassen sich durch die Regelung der WEA nicht beeinflussen und auch der Einfluss auf *Extremlasten* ist gering. Extremlasten treten bei extremen Ereignissen wie Bauteil- oder Softwareversagen, Netzausfall, extremen Windverhältnissen und deren Kombinationen auf. Lediglich bei extremen Windverhältnissen kann die Regelung in einigen Fällen dafür sorgen, dass zulässige Betriebsgrößen nicht überschritten werden und so eine Notabfahrt mit extremen Belastungen ausbleibt oder aber die Notabfahrt entschärft wird. Zu den Betriebsgrößen, die überwacht werden und auf die der Regler Einfluss hat, zählen die Drehzahl, die elektrische Leistung und die Beschleunigung des Turmkopfes. Eine hohe Regelgüte ist dabei vorteilhaft. Direkten Einfluss hat die Regelung auf einen bestimmten Typ extremer Ereignisse: nach

aktueller IEC-Norm aus dem Jahre 2005 [30] wird der Auslegungslastfall, engl. *design load case* (DLC), DLC 1.1 aus den Belastungen während turbulenter Zeitreihen extrapoliert. Gutes Regelverhalten bezüglich der Ermüdungslasten ist hier von Vorteil.

Durch Böen und die Drehung des Rotors sind die einzelnen Komponenten der Windenergieanlage ständig Belastungswechseln unterschiedlicher Frequenz und Amplitude ausgesetzt und ermüden. Diese **Ermüdungslasten** lassen sich maßgeblich von der Regelung durch Verringerung der Lastwechselamplitude beeinflussen: Resonanzen sollen in allen Arbeitspunkten vermieden, Eigenschwingungen gut gedämpft und erzwungene Belastungswechsel nach Möglichkeit kompensiert werden. Von den Hauptkomponenten erleiden Turm und Triebstrang einen Großteil der Schädigungen durch Schwingungen mit der ersten Eigenfrequenz, die Blätter durch die erzwungenen Belastungswechsel pro Umlauf (1p).

Netzanforderungen

Um die aktuellen Netzanforderungen zu erfüllen, ist neben technischen Anpassungen wie z. B. dem vermehrten Einsatz von Vollumrichtern ein massiver Ausbau der Windpark- und Anlagensoftware notwendig. Die Rolle der reinen Anlagenregelung ist verhältnismäßig gering: Netzurückwirkungen werden hauptsächlich von den elektrischen Komponenten der WEA hervorgerufen und können bestenfalls baulich oder durch Modifikation der Umrichter- und Generatorsoftware reduziert werden. Eine aktive Wirk- und Blindleistungsregelung wird mithilfe der Windparkregelung und der Betriebsführung der Anlage realisiert, sodass für die Anlagenregelung geänderte Sollwerte vorgegeben werden, siehe beispielsweise Geisler et al. zur kurzfristigen Wirkleistungsbereitstellung [34]. Die Netzstützung bei kurzzeitigen Netzfehlern erfolgt ebenfalls über die Betriebsführung durch Sollwertmodifikation. Dazu muss die Anlagenregelung allerdings so ausgelegt sein, dass die WEA in diesen oftmals geringen Zeitspannen die geforderte Leistung zur Verfügung stellen kann, ohne selber Schaden zu nehmen. Gerade bei kurzzeitigen Netzfehlern ist die dynamische Belastung von Anlagen ohne Vollumrichter sehr groß: Durch den Wegfall des Netzes beschleunigt die Anlage stark und wird bei Netzwiederkehr schlagartig abgebremst.¹⁰ Zum einen muss ein Überschreiten der Drehzahlgrenze und eine darauf folgende Abfahrt der Anlage verhindert werden, ohne dass zu starkes Herausdrehen der Blätter die Leistungsbereitstellung bei Netzwiederkehr unzulässig mindert. Zum anderen dürfen keine extremen Triebstrangbelastungen durch den schnellen Netzausfall und die -wiederkehr auftreten. Die Sollwertvorgaben werden daher sehr sorgfältig in Abhängigkeit des konkreten Anlagentypes und der Regelung gewählt. Die Anforderungen an den Regler sind zum Teil widersprüchlich, sodass eine sehr spezifische Auslegung vorgenommen werden muss. Unter Umständen ist auch eine temporäre Modifikation der Reglerparameter oder gar der Reglerstruktur notwendig. Die Auslegung der Parkregelung, Betriebsführung und Anlagenregelung zur Erfüllung der Netzanforderungen ist jedoch nicht Teil dieser Arbeit, sodass weitere Detaillierungen ausbleiben.

¹⁰ Bei Anlagen mit Vollumrichter liegt diese Problematik nicht vor, da im Zwischenkreis Widerstände zugeschaltet werden können. Die Energie kann dort in Wärme umgewandelt werden, statt den Rotor zu beschleunigen.

Immissionsanforderungen

Das Abschalten der Anlage und das Überführen vom Normalbetrieb in den gedrosselten Betrieb wird von der Betriebsführung organisiert. Im gedrosselten Betrieb werden keine zusätzlichen Anforderungen an den Regler gestellt, die Anforderungen des Normalbetriebes bleiben jedoch – mit immanenten Abstrichen beim Energieertrag – bestehen.

Geringe spezifische Energiekosten

Der Wunsch nach einer *hohen Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit* der Anlage geht einher mit der Forderung nach hoher Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Sensoren und Aktuatoren für die Regelung. Speziell bei einer Erweiterung des Regelungskonzeptes muss dieser Aspekt vom Hersteller sorgsam berücksichtigt werden. Der Nutzen durch neue Funktionalitäten ist schnell aufgewogen, wenn es vermehrt zu Ertragsausfällen durch Stillstand oder Drosselung der Anlage bei Ausfall eines neuen Sensors oder Aktors kommt.

Die Regleranforderungen zum Erzielen eines möglichst *hohen Wirkungsgrades* hängen von dem Arbeitsbereich der Anlage ab:

- Im Teillastbereich soll die WEA dem Wind die maximal mögliche Energie entnehmen. Dazu muss die WEA bei einer bestimmten Schnelllaufzahl λ , dem Verhältnis von Blattspitzen- zu Windgeschwindigkeit, betrieben werden, d. h. die Drehzahl der Anlage also laufend der Windgeschwindigkeit nachgeführt werden. Dies erfordert zum einen eine gute Schätzung der aktuellen Windgeschwindigkeit aus Anlagendaten. Die auf der Gondel gemessene Geschwindigkeit eignet sich dafür nicht, da es sich um eine punktuelle Messung handelt und lediglich der vom Rotor abgebremst und verwirbelte Wind gemessen wird. Zum anderen ist eine hinreichend schnelle und stationär genaue Drehzahlregelung notwendig.
- Im Volllastbereich muss die Leistungsaufnahme der WEA begrenzt werden. Vorrangig soll so der elektrische Teil der Anlage, welcher aus Kostengründen für eine bestimmte Nennleistung ausgelegt wird, vor Überlastung geschützt werden. Die Leistung wird indirekt begrenzt, indem die Drehzahl durch Verstellen der Rotorblätter auf Nenndrehzahl geregelt wird. Ein hoher Energieertrag wird erzielt, wenn die Drehzahlregelung besonders bei nachlassendem Wind schnell reagiert und stationär genau ist.
- Im Übergang zwischen Teil- und Volllastbereich erfolgt ein Wechsel der Stellgrößen vom Generatormoment zum Blattwinkel. Um einen hohen Ertrag zu erzielen, muss die Anlage auch hier stabil möglichst nahe bzw. bei der optimalen Schnelllaufzahl betrieben werden.

Eine andere Möglichkeit den *Ertrag zu steigern* ist es, Stillstandszeiten der Anlage oder einen gedrosselten und damit leistungsreduzierten Betrieb zu verringern. Der Einfluss der Regelung darauf ist begrenzt, kann jedoch auf zwei unterschiedliche Art und Weisen erfolgen: Zum einen kann die Regelung bei extremen Windverhältnissen unter Umständen dafür sorgen, dass zulässige Betriebsgrößen nicht überschritten werden und die Anlage statt abzufahren im Produktionsbetrieb bleiben kann. Zum anderen kann sie durch lastreduzierende Regelungsstrategien bestimmte Komponenten stark entlasten. So kann eventuell auf eine temporäre Abschaltung oder

Drosselung von Anlagen in eng gestellten Windparks verzichtet werden, wenn diese stark im Nachlauf stehen.¹¹

Das Gewicht und damit oftmals auch der **Preis von Komponenten** kann **reduziert** werden, wenn alle äußeren Anforderungen erfüllt sind und zusätzlich auslegungsrelevante Lasten reduziert werden können. Ob Extrem- oder Ermüdungslasten ausschlaggebend für die Dimensionierung sind und die Regelung Einfluss nehmen kann, lässt sich für die verschiedenen Komponenten der WEA selten pauschal sagen, sondern muss unter Berücksichtigung der Gesamtanlage und der Standortbedingungen geprüft werden. Dies gilt auch für die Stellgröße Blattverstellungssystem, welche durch eine Erweiterung der Regelung meist stärker beansprucht wird. Auch ohne Änderung auslegungsrelevanter Größen wie dem maximalen Moment oder der Verstellgeschwindigkeit steigen bei erhöhter Verstellaktivität der Verschleiß und damit die Wartungskosten.

Tabelle 2.1: Regelungstechnisch relevante Anforderungen an Windenergieanlagen und die daraus resultierenden Anforderungen an die Anlagenregelung.

Anforderungen an WEA	Anforderungen an die Regelung von WEA
Extremlasten	<ul style="list-style-type: none"> Ggf. hohe Regelgüte zur Begrenzung der Drehzahl, el. Leistung und Turmschw. zur Vermeidung/ Entschärfung von Notabfahrten
Ermüdungslasten	<ul style="list-style-type: none"> Keine Anregung von Resonanzen Gute Dämpfung des Systems Kompensation dominanter erzwungener Belastungswechsel
Gedrosselter Betrieb	<ul style="list-style-type: none"> Gutes Regelverhalten auch in mittelfristigen Sonderarbeitspunkten
Leistungsregelung und Netzstützung	<ul style="list-style-type: none"> Individuell, um geforderte Leistungscharakteristik ohne extreme Belastungen erfüllen zu können
Hohe Verfügbarkeit/ hohe Zuverlässigkeit	<ul style="list-style-type: none"> Einsatz von Sensoren und Aktuatoren mit hoher Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit
Hoher Energieertrag	<ul style="list-style-type: none"> Gute Schätzung der Windgeschwindigkeit im Teillastbereich Stabiler Betrieb nahe optimaler Schnelllaufzahl im Übergangsbereich Hinreichend schnelle und stationär genaue Drehzahlregelung Ggf. hohe Regelgüte zur Begrenzung der Drehzahl, el. Leistung und Turmschw. zur Vermeidung von Abfahrten und Stillstand Ggf. lastreduzierende Regelung zur Vermeidung von Abschalten oder Drosseln von Anlagen im starken Nachlauf

¹¹ Im Nachlauf sind die Ermüdungslasten einer Anlage deutlich höher als bei freier Anströmung. Überschreiten die zu erwartenden Belastungen einer Anlage im (temporären) Nachlauf die Auslegungslasten, kann die WEA durch Stillstand oder Reduktion von Leistung und/oder Drehzahl entlastet werden. Zur optimalen Ausnutzung der Windparkfläche ist es oftmals vorteilhaft, den Abstand der WEA für selten vorkommende Nebenwindrichtungen zu reduzieren, so eine größere Anzahl von WEA zu errichten und dafür temporäre Abschaltungen und Drosselungen in Kauf zu nehmen.

Preisgünstige Komponenten	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung auslegungsrelevanter Lasten struktureller Komponenten • Keine Zunahme auslegungsrelevanter Lasten des Blattverstellungssystems, keine starke Aktivitätssteigerung
---------------------------	--

Die in Tabelle 2.1 zusammengestellten Anforderungen an die Regelung von WEA sind vielfältig und konkurrieren zum Teil trivial miteinander. Bei der Umsetzung für den Serieneinsatz muss der Anlagenhersteller die Vor- und Nachteile gegeneinander abwägen und Regelungsstrategie und Reglerparametrierung für einen Anlagentyp sorgsam auswählen.

- Extrem- und Ermüdungslasten lassen sich sehr effektiv durch eine Verringerung der Drehzahl und mäßig durch eine Verringerung des Generatormomentes reduzieren, was beides unmittelbar mit einer Leistungsminderung einhergeht.
- Eine hohe Regelgüte bezüglich der Drehzahl ist vorteilhaft zur Vermeidung von extremen Belastungen und Ertragsausfällen durch Abfahrt und Stillstand z. B. durch Überdrehzahl und sorgt für eine gleichmäßige und hohe Leistungsabgabe im Volllastbetrieb. Sie führt jedoch zu höheren Belastungen des Blattverstellungssystems und höheren Ermüdungslasten des Turmes, da sich das Frequenzband der Regelung in Richtung der Turmeigenfrequenz verschiebt.
- Zusätzliche lastreduzierende Regelkreise sorgen meist für eine erhöhte Belastung des Blattverstellungssystems und erfordern möglicherweise eine kostspieligere Auslegung.
- Zusätzliche Sensoren für eine lastreduzierende Regelung können ausfallen, sodass die Anlage Ertragsausfälle durch Stillstand oder Drosselung erfährt.

Wie bereits erwähnt, erfolgt die Regelung in der Praxis und oft auch in der Forschung dezentral. Es wird davon ausgegangen, dass sich die zusätzlichen Regelkreise weder gegenseitig noch die Drehzahlregelung beeinflussen. Diese Vorgehensweise ermöglicht es, auf die Neuauslegung des Bestehenden zu verzichten und einzelne Funktionalitäten bei Bedarf, z. B. einem Sensorausfall, gezielt auszuschalten. Zudem können klassische PID-Regler eingesetzt werden.

Die nun folgenden Abschnitte geben zunächst einen umfassenden Überblick über das in Abbildung 2.4 skizzierte, dezentrale Regelungskonzept. Ausgehend von der Drehzahlregelung werden die zusätzlichen Regelkreise zur aktiven Strukturdämpfung, der Einzelblattregelung zur Lastreduktion bis hin zu jüngsten Überlegungen zur LiDAR-basierten Vorsteuerung beschrieben. Dabei werden lediglich Ansätze mit klassischen Reglern aufgeführt. Abschließend wird auf moderne, modellbasierte Regelungsansätze für WEA eingegangen, wobei in erster Linie Mehrgrößenregler betrachtet werden. Eine Gliederung nach Stand der Technik und Stand der Forschung kann nicht erfolgen. Da Hersteller von WEA nur selten wissenschaftlich veröffentlichen und Produkte statt Regelungskonzepte vermarktet werden, ist die Wissensverbreitung zum Stand der Technik sehr eingeschränkt. Gute Hinweise auf praxisrelevante Regelungskonzepte bieten Patente. Diese liefern jedoch nur so wenige Details wie möglich und sind kein Beleg für eine tatsächliche Umsetzung.

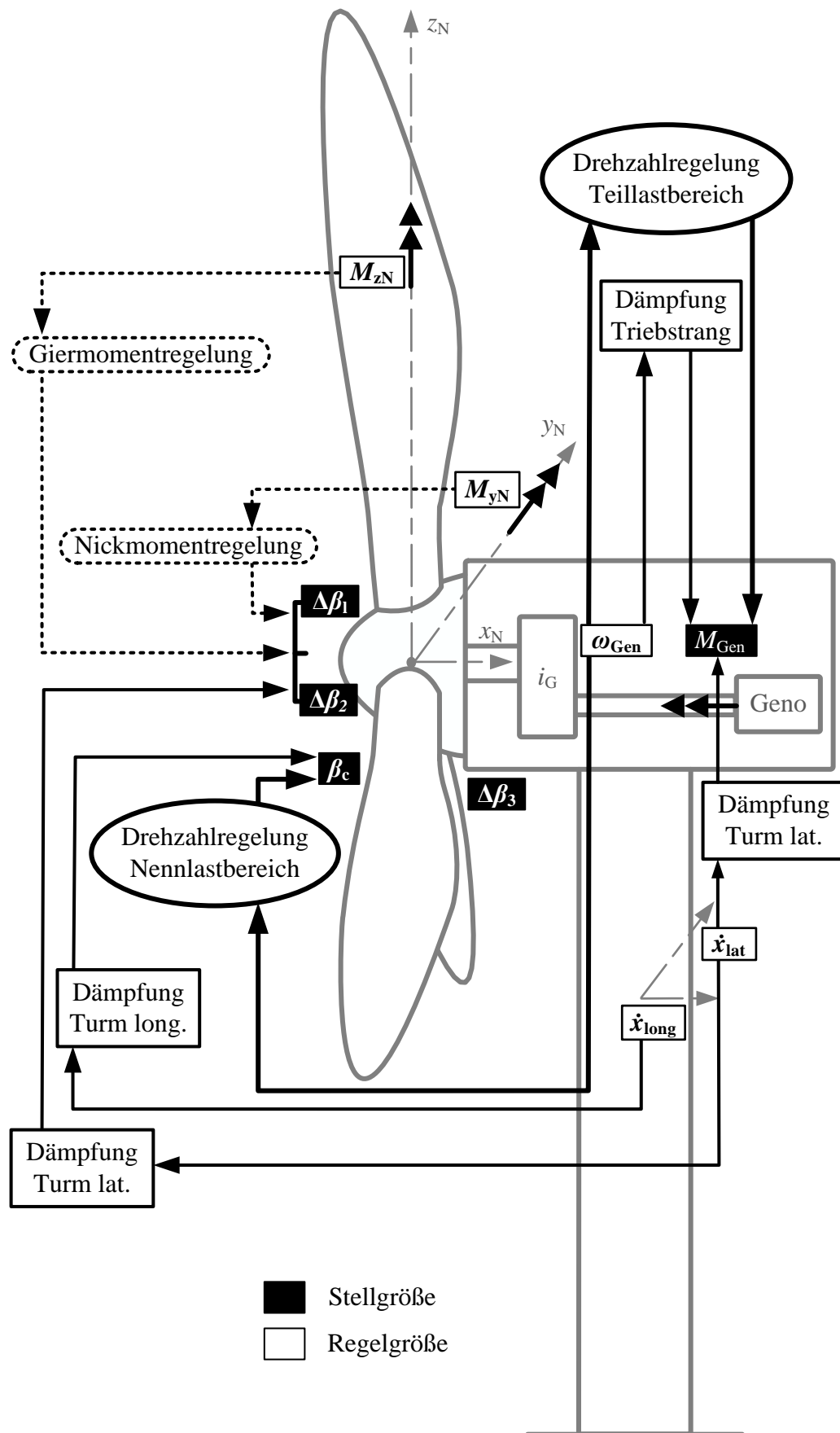


Abbildung 2.4: Die dezentralen Regelkreise einer Windenergieanlage.

2.3.2 Drehzahlregelung im Teillastbereich

Im Teillastbereich soll die WEA dem Wind die maximal mögliche Energie entnehmen, also den optimalen Leistungsbeiwert $c_{p,opt}$ aufweisen. Dazu muss die WEA bei optimaler Schnelldrehzahl λ_{opt} betrieben, die Drehzahl also der Windgeschwindigkeit nachgeführt werden. Dies erfordert eine direkte oder indirekte Schätzung der rotoeffektiven Windgeschwindigkeit aus Anlagendaten, da eine direkte Messung nicht möglich ist. Als Messgröße steht die Drehzahl, als Stellgröße das Generatormoment zur Verfügung, siehe rechtes Oval in Abbildung 2.4. Die elektrische Leistung und Wetterdaten sind Hilfsgrößen, die Blattverstellung wird nicht einbezogen.¹²

Zwei unterschiedliche Konzepte werden im Teillastbereich eingesetzt: Die einfachste und in der Vergangenheit vielfach angewandte Methode ist das **Kennlinienverfahren**. Wie auch im „Wind Energy Handbook“ [23] oder von Johnson et al. in [35] beschrieben, wird das Generatormoment M_{Gen} dabei über eine annähernd quadratische Kennlinie in Abhängigkeit von der gemessenen Drehzahl ω_{Gen} vorgegeben und die Anlagendrehzahl stellt sich damit optimal auf die herrschende Windgeschwindigkeit ein. Die Kennlinie wird vorab bestimmt, wobei sich das Generatormoment aus dem aerodynamischen Moment abzüglich mechanischer Verluste im stationären Betrieb bei optimalem Leistungsbeiwert ergibt:

$$M_{Gen} = \frac{1}{2} \frac{\pi \rho R^5 c_{p,opt}}{\lambda_{opt}^3 i_G^3} \omega_{Gen}^2 - M_V. \quad (2.1)$$

In Abbildung 2.5 ist dieser Zusammenhang schematisch als Verlauf B1-C1¹³ dargestellt. Der Rotorradius R , die Getriebeübersetzung i_G , der optimale Leistungsbeiwert und die optimale Schnelldrehzahl sind aus Entwurfsdaten bekannt. Das mechanische Verlustmoment M_V ist abhängig von Drehzahl und Moment und muss empirisch ermittelt werden. Problematisch an dem Kennlinienverfahren ist zum einen, dass sich speziell die aerodynamischen Kenngrößen durch Verschmutzung oder Vereisung deutlich ändern können und die Luftdichte ρ ständigen Schwankungen ausgesetzt ist. Zum anderen sorgt die hohe Rotorträgheit dafür, dass die Drehzahl bei turbulentem Wind nicht schnell genug angepasst wird und die Anlage kaum im Scheitelpunkt der c_p -Kurve, sondern an dessen Flanken betrieben wird. Das ist besonders für Anlagen mit großem Rotor und steilen c_p -Kurve nachteilig. Darüber hinaus ist es nicht möglich, die Anlage im gesamten Teillastbereich bei optimaler Schnelldrehzahl zu betreiben. Damit kleine Drehzahlschwankungen nicht zu extremen Änderungen des Momentes führen, darf die implementierte Kennlinie eine gewisse Steigung nicht überschreiten. Statt A-B1-C1-E muss der Verlauf A-B-C-D gewählt werden. Damit kommt es bei ganz kleinen Windgeschwindigkeiten zu sehr geringen sowie nahe der Nennwindgeschwindigkeit zu relevanten Ertragseinbußen.

¹² Da der energetisch optimale Blattwinkel leicht mit der Schnelldrehzahl variiert, erfolgt gelegentlich im unteren (Drehzahl durch $\omega_{Gen,min}$ begrenzt) und oberen Teillastbereich (Drehzahl durch $\omega_{Gen,n}$ begrenzt) eine langsame Änderung des Blattwinkels um wenige Grad, was auch als *fine pitch* bezeichnet wird. In diesen Bereichen kann die Anlage innerhalb ihres Drehzahlbandes nicht bei optimaler Schnelldrehzahl betrieben werden.

¹³ Um Schall und Belastungen zu begrenzen, wird die Nenndrehzahl oft relativ niedrig gewählt und schon bei geringen Windgeschwindigkeiten erreicht. Die Drehzahluntergrenze wird durch eine kosteneffektive Auslegung des Umrichters oder Resonanzstellen des Turmes festgelegt.

Mit dem **modifizierten Kennlinienverfahren** nach Bossanyi [23] lassen sich zumindest die negativen Auswirkungen einer hohen Rotortr  gheit mindern. Das Generatormoment aus der Kennlinie in (2.1) wird dazu um einen Term proportional zur Generatorbeschleunigung erweitert.

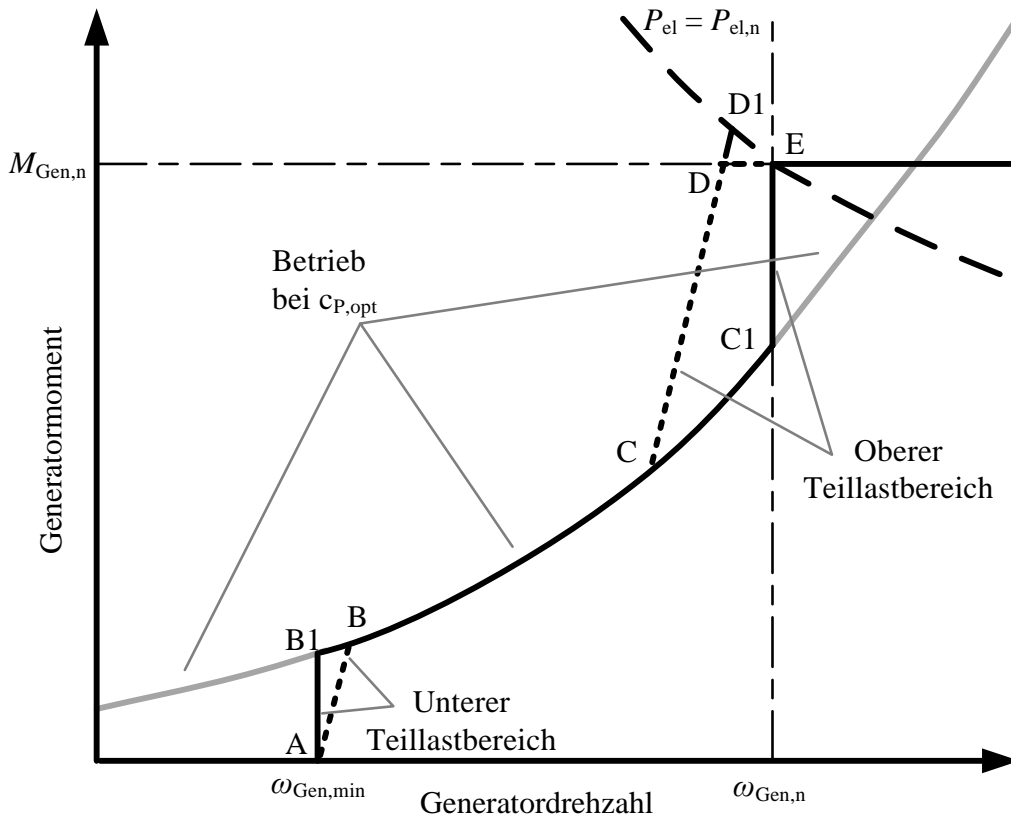


Abbildung 2.5: Schematische Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie.

Erfolgt beim Kennlinienverfahren indirekt eine grobe Schätzung, lässt sich alternativ aus den verfügbaren Messdaten auch direkt die effektive **Windgeschwindigkeit sch  tzen** und daraus die optimale Drehzahl bzw. Solldrehzahl berechnen. Mit dem Generatormoment als Stellgröße kann nun die **Drehzahl** so schnell wie möglich **geregelt** werden. Zur Regelung wird gewöhnlich ein PI-Regler verwendet, wobei bei der Auslegung zwischen einem schnellen Nachfahren der Drehzahl und damit leicht erhöhtem Ertrag und starken Leistungsschwankungen und Triebstrangbelastungen abgewogen werden muss [23]. Aus Sicht der Autorin liegen die entscheidenden Vorteile dieses Konzeptes jedoch anderswo: Bei Schätzung der Windgeschwindigkeit können neben Rotortr  gheit und Triebstrangdynamik auch Variationen der (berechneten) Luftdichte und ggf. anderer Größen berücksichtigt werden. Darüber hinaus ist im gesamten Drehzahlbereich ein energieoptimaler Betrieb (Verlauf A-B1-C1-E) möglich, sodass der Ertrag gegenüber dem Kennlinienverfahren im oberen Drehzahlbereich nennenswert ansteigt.

Die mechanischen Belastungen der Anlage nehmen mit der Drehzahl und der Windgeschwindigkeit zu und sind im Teillastbereich verhältnismäßig gering. Untersuchungen zur Lastreduktion durch Optimierung der Regelung oder Erweiterungen gibt es daher nur selten.

2.3.3 Drehzahlregelung im Volllastbereich

Im Volllastbereich muss die Leistungsaufnahme der WEA begrenzt werden. Dies geschieht indirekt, indem die Drehzahl durch das kollektive Verstellen der Rotorblätter auf Nenndrehzahl $\omega_{\text{Gen},n}$ geregelt wird, siehe linkes Oval in Abbildung 2.4. Um die Leistung konstant zu halten, kann das Moment umgekehrt proportional zu den unvermeidlichen Drehzahlschwankungen variiert werden, wie in Abbildung 2.5 als grob gestrichelte Kurve durch E dargestellt. Dies wirkt sich jedoch bei Böen leicht destabilisierend auf den Drehzahlregler aus, d. h. die Anlage beschleunigt durch Abnahme des Lastmomentes zusätzlich – im schlimmsten Fall bis zur Drehzahlgrenze. Gemäß Geyler und Caselitz in [36] wird daher ein konstantes Generatormoment bei Nennmoment $M_{\text{Gen},n}$ bevorzugt und die einhergehenden, geringen Leistungsschwankungen in Kauf genommen.

Für die Drehzahlregelung werden klassisch laut „Wind Energy Handbook“ [23] oder Buhl et al. in [37] PI- oder PID-Regler eingesetzt. Da die Sensitivität des aerodynamischen Momentes mit der Windgeschwindigkeit stark ansteigt, verfügen diese Regler über ein sogenanntes „Gain-Scheduling“. Oftmals wird der Blattwinkel verwendet, um den Arbeitspunkt der Anlage abzuschätzen und dementsprechend die Reglerverstärkung anzupassen. Um unnötige Aktivität der Blattverstellung zu vermeiden, werden gelegentlich die Frequenzanteile periodischer Anregungen aus der Rotordrehung oder struktureller Resonanzen per Kerbfilter aus dem Eingangssignal oder dem Regelfehler entfernt. Damit der I-Anteil bei Begrenzung der Stellgröße – der Blattwinkel liegt zwischen 0° und 90° und die Verstellgeschwindigkeit ist endlich – nicht unbegrenzt ansteigt, implementieren Jonkman et al. in [38] ein Anti Wind Up. Die Auslegung des Drehzahlreglers hat maßgeblichen Einfluss auf die Belastung der WEA. Wie bereits in Abschnitt 2.3.1 geschildert, muss zwischen einem hart ausgelegten Regler zur Vermeidung extremer Belastungen durch Abfahrten und einem weich ausgelegten Regler für geringe (Ermüdungs-) Lasten des Turmes und des Blattverstellsystems abgewogen werden. Gelegentlich hilft eine nichtlineare Erweiterung des Reglers in Form einer erhöhten Reglerverstärkung bei sehr starken Drehzahlabweichungen, um die Nachteile einer weichen Auslegung auszugleichen.

Um die mechanischen Lasten ohne Erweiterung der Mess- oder Stellgrößen zu reduzieren oder die Dynamik bei Böen zu verbessern, ist eine Integration zusätzlicher Terme in den Regler möglich. Krüger schätzt in [39] die aerodynamische Schubkraft und Leistung und bezieht diese Größen mittels selbsttätiger Strukturumschaltung in die Regelung ein. Extreme Belastungen von Turm und Triebstrang lassen sich so begrenzen, Leistungseinbußen müssen jedoch in Kauf genommen werden. Um die Dynamik zu verbessern, kann wie von van der Hooft et al. in [40] vorgeschlagen, die effektive Windgeschwindigkeit geschätzt und für eine Störgrößenkompensation verwendet werden. Der Schätzer fungiert dabei gewissermaßen als arbeitspunktabhängige Parametrierung des D-Anteils des Drehzahlreglers.

2.3.4 Drehzahlregelung im Übergang

Da der Wind ständig schwankt, ist der Übergang zwischen Teil- und Volllastbereich hochdynamisch und dessen Gestaltung eine große Herausforderung beim Reglerentwurf einer WEA. Zum einen erfolgt in diesem Bereich der Wechsel der Stellgrößen von Generatormoment zu Blattwinkel. Zum anderen hält sich die Anlage hier rein statistisch oft auf, sodass der Übergang großen Einfluss auf den akkumulierten Ertrag und die Anlagenbelastung hat.

Aus der Praxis sind laut „Wind Energy Handbook“ [23] mehrere Konzepte für den Übergangsbereich bekannt. Die einfachste Methode ist die Implementierung einer **Kennlinie** mit dem Verlauf C-D in Abbildung 2.5 zur Drehzahlregelung im Teillastbereich *in Kombination mit der Regelung* auf Nenndrehzahl $\omega_{\text{Gen,n}}$ über den Blattwinkel im Volllastbereich. Um eine gegenseitige Störung zu verhindern, werden die Arbeitsbereiche beider Regler getrennt, indem die Enddrehzahl der ansteigenden Kennlinie (D) unterhalb des Sollwertes der Drehzahlregelung in Nennlastbereich (E) liegt. Soll im Volllastbereich nicht nur die Drehzahl geregelt, sondern auch die Leistung durch Variation des Momentes konstant gehalten werden, wird als Kennlinie wie von Jonkman et al. in [38] der Verlauf C-D1 gewählt. Damit das Moment bei kurzzeitigem Drehzahlabfall im Volllastbereich nicht gemäß Verlauf D1-C reduziert wird, ist eine Hysterese implementiert: So lange der Blattwinkel größer als ein unterer Grenzwert von wenige Grad ist, bewegt sich das Moment bei Drehzahlschwankungen auf der grob gestrichelten Kurve durch E. Wie bereits in Abschnitt 2.3.2 beschreiben, liegt der entscheidende Nachteil dieses einfach zu implementierenden Konzeptes bei den Ertragseinbußen, wenn ab Punkt C kein Betrieb bei optimaler Schnelllaufzahl mehr möglich ist. Dabei konkurriert der Ertrag z. T. auch mit Bauteilbelastungen: Je steiler und damit energieoptimaler die Kennlinie verläuft, desto stärker sind die Momentänderungen und einhergehende Belastungen bei kleinen Drehzahlschwankungen.

Um den Energieertrag zu steigern und die Anlage bis zur Nenndrehzahl bei optimaler Schnelllaufzahl zu betreiben, kann im Teillastbereich zusätzlich zur Kennlinie ein PI-Drehzahlregler mit dem Generatormoment als Stellgröße implementiert werden. Dieser wird erst aktiv, wenn der Betriebspunkt C1 erreicht ist und hält die Drehzahl konstant, indem er das Generatormoment bis zum Nennmoment in Punkt E führt. Alternativ wird die **Kennlinie**, wie in Abschnitt 2.3.2 beschrieben, im gesamten Teillastbereich durch einen **Windschätzer** und einen **direkten Drehzahlregler ersetzt**. Der Einsatz dieses Reglers ist auch vorteilhaft für die Belastungen, da starke Momentänderungen einfach durch eine weiche Auslegung vermieden werden können. Da die Nenndrehzahl nun sowohl für den Drehzahlregler über das Moment als auch den Drehzahlregler über den Blattwinkel als Sollwert im Übergang genutzt wird, müssen die beiden Regelkreise jetzt anderweitig voneinander entkoppelt werden. Eine einfache Schaltlogik kann dafür sorgen, dass abhängig vom Arbeitsbereich jeweils nur ein Regler aktiv ist und die Stellgröße des jeweils anderen bei 0° bzw. maximalem Moment gehalten wird. Diese Schaltlogik kann sich in einigen Situationen jedoch negativ auswirken: Steigt der Wind beispielsweise knapp unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit rasch an, ist die Blattverstellung zunächst nicht aktiv und kann nach Übernahme der Regelung ein Überschwingen der Drehzahl nicht mehr verhindern.

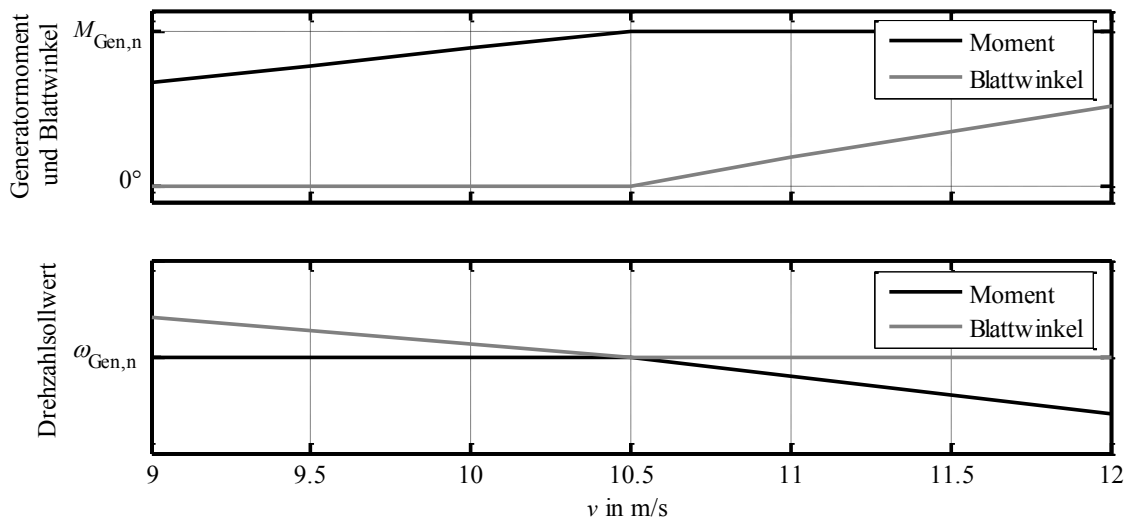


Abbildung 2.6: Schematischer Verlauf der Stellgrößen und der Drehzahlsollwerte einer WEA beim Überblenden von Teil- und Vollastregler im Übergangsbereich.

Bessere Ergebnisse werden erzielt, wenn beide Regler parallel aktiv und so verknüpft sind, dass sich jeweils ein Regler weit ober oder unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit in der Sättigung befindet, im Übergang aber eine konstruktive Interaktion beider möglich ist. Dies kann beispielsweise durch eine Manipulation der Drehzahlsollwerte, siehe Abbildung 2.6, umgesetzt werden: Ist das Generatormoment kleiner als das Nennmoment, wird der Drehzahlsollwert für die Regelung mittels Blattwinkel erhöht, demzufolge der Blattwinkel in die Sättigung bei 0° getrieben wird. Steigt das Moment auf Nennmoment an, fällt der Drehzahlsollwert auf Nennfrequenz ab und die Drehzahlregelung mittels Blattwinkel übernimmt sukzessive. Steigt nun der Blattwinkel, wird der Drehzahlsollwert der Regelung mittels Moment gesenkt, demzufolge das Moment ansteigt und auf Nennmoment begrenzt wird. Um zusätzlich zu dem deutlich gesteigerten Ertrag gegenüber dem Kennlinienverfahren die konstruktive Interaktion beider Regler im (dynamischen) Übergang auszunutzen, ist eine sorgfältige Auslegung der Sollwertmanipulation notwendig. Ansonsten können starke Schwingungen und einhergehende Belastungen auftreten.

2.3.5 Aktive Dämpfung von Strukturschwingungen

Die Ermüdungslasten einer WEA lassen sich maßgeblich durch eine gute Dämpfung von Strukturschwingungen reduzieren. Es ist naheliegend, der (dezentralen) Anlagenregelung neben der Drehzahl weitere Bewegungsgrößen zur Verfügung zu stellen und sie um zusätzliche Regelkreise zu erweitern. Prinzipiell lässt sich die Dämpfung eines Bauteils durch die Rückführung von dessen Geschwindigkeit auf einen passenden Aktuator erhöhen. Da eine direkte Messung der Geschwindigkeit in der Praxis nicht immer möglich ist, wird diese häufig aus der Beschleunigung bestimmt. In Abbildung 2.4 sind die Rückführungen zur Dämpfung von Triebstrang- und Turmschwingungen mit rechteckigen Kästchen markiert. Mit Ausnahme einer Variante der lateralen Turmschwingungsdämpfung, werden Triebstrang und Turm mit den Stellgrößen der Drehzahlregelung, dem Generatormoment M_{Gen} und kollektivem Blattwinkel β_c , aktiv gedämpft.

Triebstrangdämpfer

Die Dämpfung des Triebstranges hängt im Volllastbereich maßgeblich vom Regelungskonzept ab. Wird das Generatormoment konstant gehalten, liegt keine Dämpfung vor; wird die Leistung konstant gehalten, ist die Dämpfung negativ, siehe auch Hansen und Buhl in [41]. Im zweiten Fall ist eine aktive Dämpfung notwendig für den stabilen Betrieb; im ersten Fall ist sie sinnvoll, um extreme Momentschwankungen und damit einhergehende Getriebebelastungen zu vermeiden.

Ein von Bossanyi in [42] vorgestellter, gängiger Dämpfer besteht aus einem Bandpass-Filter, der auf die erste Eigenfrequenz des Triebstranges zentriert ist. Mit der bereits für die Drehzahlregelung vorliegenden Generator Drehzahl als Eingang ergibt sich ein harmonisches Ausgangssignal, welches zum Momentsollwert der Drehzahlregelung addiert wird. Da es sich um ein vornehmlich mittelwertfreies Signal handelt, wird auch im Volllastbereich das elektrische System nicht überlastet. Der Triebstrangdämpfer ist überwiegend im Volllastbereich aktiv.

Turmdämpfung longitudinal

Da die longitudinale Bewegung bei der ersten Turmeigenfrequenz nur schwach gedämpft ist, schwingt der Turm aufgrund der anregenden Anteile im Wind merklich in longitudinaler Richtung. Die Dämpfung erfolgt aerodynamisch über den Rotor, wobei die effektive Dämpfung durch die Blattverstellung stark beeinflusst wird. Während bei der Auslegung des Drehzahlreglers im Volllastbereich eine Verringerung der ohnehin geringen Dämpfung vermieden werden muss, lässt sich diese durch Rückführung der Turmbewegung auf den Blattwinkel auch erhöhen.

Gewöhnlich wird die longitudinale Beschleunigung \ddot{x}_{long} mit einem weiteren, vom Sicherheitskonzept unabhängigen Sensor detektiert. Die Geschwindigkeit ergibt sich als Integral der Beschleunigung oder mittels Phasenverschiebung und Skalierung dieser harmonischen Größe. Wie u. a. von Buhl et al. in [37] beschrieben, sollen in erster Linie die Turmbewegungen mit Eigenfrequenz reduziert werden. Niederfrequente Anteile lassen sich aufgrund der Interaktion mit dem Drehzahlregler nicht beachten. Hochfrequente Anteile ergeben sich meist durch asymmetrische Rotorbelastungen, welche durch kollektive Blattbewegungen nicht gedämpft werden können. Daher zentriert ein Bandpass-Filter das Bewegungssignal auf die erste Turmeigenfrequenz, während Tiefpass- oder Kerbfilter bei 1p und 3p hochfrequente Anteile entfernen. Darüber hinaus werden Filter zur Phasenverschiebung eingesetzt, um die Phasenlage zwischen dem Bewegungssignal und dem Blattwinkel, insbesondere in Hinblick auf die Dynamik bzw. Verzögerung der Blattverstellung, zu optimieren. Die aktive Dämpfung wird meist als P-Regler mit dem Sollwert null umgesetzt, das aufbereitete Signal also lediglich invertiert und mit K_p verstärkt. Oftmals nur im Volllastbereich aktiv, wird das Ausgangssignal $\Delta\beta_c$ zum Blattwinkelsollwert der Drehzahlregelung mit dem Drehzahlsollwert ω_{soll} addiert, siehe Abbildung 2.7 (links). Durch die Drehzahlregelung ist die Dämpfung im Volllastbereich besonders niedrig bzw. die Turmbelastung hoch. Anders als im Teillastbereich ist hier durch $\Delta\beta_c$ auch keine erhöhte Blattverstellaktivität oder eine Ertragsreduktion zu erwarten. Die Autorin hat mit einer derartigen Dämpfung in Feldtests positive Erfahrungen gesammelt [43]: Die longitudinale Turmbelastung einer 2 MW Anlage mit 100 m Turm ließ sich für die Windklasse IEC2A um 10 % reduzieren, ohne

dass es zu einer Beeinflussung der Drehzahlregelung, einer nennenswerten Erhöhung der Blattverstellaktivität oder Reduktion des Ertrages kam. Die Höhe der Lastreduktion ist maßgeblich vom Turm abhängig. Hohe weiche Türme bewegen sich stärker und können effektiver gedämpft werden. Tendenziell sind für diese Türme die Ermüdungslasten dimensionierend.

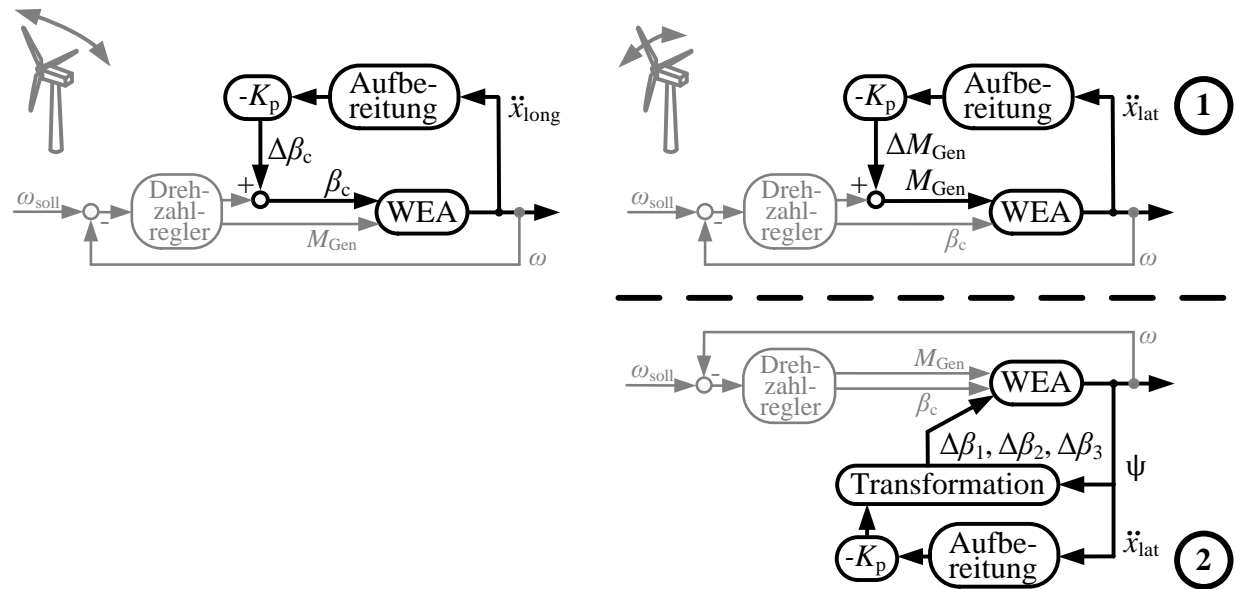


Abbildung 2.7: Schemata der verschiedenen aktiven Turmdämpfungen durch Rückführung der Turmbewegung als Zusatz zur Drehzahlregelung. Links: Die longitudinale Turmdämpfung über den kollektiven Blattwinkel. Rechts oben: Die laterale Turmdämpfung über das Generatormoment. Rechts unten: Die laterale Turmdämpfung mittels Einzelblattverstellung.

Turmdämpfung lateral

Die aerodynamische Dämpfung des Rotors in lateraler Richtung ist deutlich kleiner als in longitudinaler. Gewöhnlich dominieren dennoch longitudinale Schwingungen die Turmbelastungen, da die Anregung in lateraler Richtung durch den Wind gering ist. In Ausnahmefällen, wenn beispielsweise Offshore-Anlagen durch schräg anlaufende Wellen zu seitlichen Schwingungen angeregt werden, können die seitlichen Belastungen auslegungsrelevant sein. Die Dämpfung lässt sich dann durch Rückführung der Turmbewegung auf das **Generatormoment** wie von Markou et al. in [44] und Fischer et al. in [45] beschrieben erhöhen. Analog zur longitudinalen Dämpfung wird die laterale Turmkopfbeschleunigung \ddot{x}_{lat} gemessen, aufbereitet, verstärkt und (zusätzlich zum Ausgangssignal des Triebstrangdämpfers) zum Momentsollwert des Drehzahlreglers addiert (Variante 1, siehe Abbildung 2.7 (rechts oben)). Alternativ kann die Beschleunigung, wie von der Autorin und Krüger im Patent [46] vorgeschlagen und im Feldtest erfolgreich verifiziert [43], bei bekanntem Azimutwinkel des Rotors ψ auf eine **individuelle Blattverstellung** wie in Abschnitt 2.3.6 rückgeführt werden (Variante 2, siehe Abbildung 2.7 (rechts unten)). Die laterale Turmbelastung einer 2 MW Anlage mit 100 m Turm für die Windklasse IEC2A ließ sich bei Einsatz des Dämpfers im Volllastbereich um mehr als 30 % reduzieren ohne nennenswerten negativen Einfluss auf andere Größen.

Simulative Untersuchungen einer Offshore-Anlage von Fischer et al. in [45] zeigen das hohe Potenzial beider Verfahren zur Reduktion seitlicher Belastungen im gesamten Betriebsbereich. Im Teillastbereich ist die Dämpfung über die individuelle Blattverstellung aufgrund der geringen Änderung des aerodynamischen Momentes mit dem Blattwinkel weniger effektiv, die Dämpfung über das Generatormoment sorgt für starke Leistungsschwankungen, die insbesondere bei Einsatz im Nennlastbereich eine Erweiterung der Leistungselektronik erfordern können.

2.3.6 Einzelblattregelung zur Lastreduktion

Das auf eine Anlage auftreffende Windfeld ist infolge von deterministischen Effekten wie Windscherung, Turmvorstu, Schräganströmung und der stochastischen Turbulenz stark inhomogen, wie in Abbildung 2.8 für Scherung und Turbulenz dargestellt. Es führt zu starken fluktuierenden Lasten an den Blättern und der Unterkonstruktion. Da die Rotorblätter moderner WEA bereits aus Sicherheitsgründen unabhängig voneinander verstellt werden können, ist es naheliegend, diesen zusätzlichen Freiheitsgrad beispielsweise für Regler zur Lastreduktion zu nutzen und die Lastfluktuationen aerodynamisch zu kompensieren.

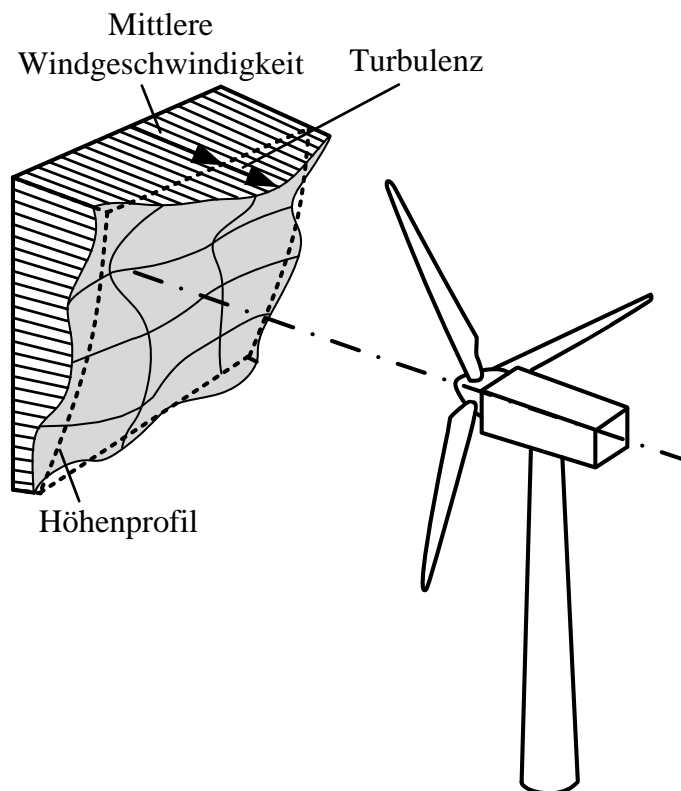


Abbildung 2.8: Skizze einer WEA mit inhomogenem Windfeld, angelehnt an [24].

Die Lastreduktion kann auf Basis unterschiedlicher Messgrößen und Regelungskonzepte erfolgen. Grundsätzlich ist für eine solche Kompensation die **Messung der herrschenden Windverhältnisse** entlang der Blätter erforderlich. Derartige Messungen, beispielsweise mittels einer

Anordnung von Pitot-Röhren oder anderen Drucksensoren, sind zukünftig denkbar, siehe *smart blades* in Abschnitt 2. In Kombination mit entlang der Blätter verteilten Aktuatoren könnten die aerodynamischen Verhältnisse sogar lokal modifiziert werden. Für die hier verwendete Gesamtblattverstellung müsste aus den Windverhältnissen entlang der Blätter jedoch eine resultierende Größe pro Blatt berechnet werden. Deutlich praktikabler scheint da die **Erfassung der Blattbelastungen**, also der letztendlich zu reduzierenden Größen. Anstatt mehrfach entlang des Blattes zu messen und die resultierende Größen daraus zu ermitteln, kann diese direkt an der Blattwurzel als Biegemoment erfasst werden.

Die resultierenden Belastungen (oder auch Windverhältnisse) können – für jedes Blatt einzeln und unabhängig von den anderen Blättern – in einen Regler zurückgeführt werden, um den jeweiligen Blattwinkelsollwert zu generieren. Dieses Vorgehen lässt sich als **unabhängige Einzelblattregelung**, engl. *independent pitch control*, bezeichnen. Effektiver scheint es allerdings, die gemessene Belastung eines Blattes auch als Vorhersage für die Belastung des folgenden Blattes in derselben Position zu nutzen. Da sich turbulente Strukturen verhältnismäßig langsam ändern, kann davon ausgegangen werden, dass mindesten zwei aufeinander folgende Blätter in derselben Position ähnlichen Windverhältnissen ausgesetzt sind. Aus den Belastungen der einzelnen Blätter kann so die asymmetrische Belastung des Rotors berechnet und diese mit einer aufeinander abgestimmten Verstellung der drei Blätter kompensiert werden. Dieses Vorgehen wird als zyklische oder **individuelle Einzelblattregelung**, engl. *individual pitch control* (IPC), bezeichnet. Alternativ kann die asymmetrische Belastung des Rotors aus dem Wellenbiegemoment oder der Nabenbelastung, wie in den Patenten [47] und [48] vorgeschlagen, bestimmt werden.

Diese unterschiedlichen Varianten der Einzelblattregelung werden grundlegend bereits 1980 von Brielmaier, Mitarbeiter der Firma M.A.N., im Patent [5] beschrieben. Eine intensive Beschäftigung der Forschergemeinschaft, maßgeblich am ISET/IWES, dem ECN und durch Ervin Bossanyi beim Beratungsunternehmen GL Garrad Hassan, mit der Thematik erfolgt erst ab Ende der 1990er Jahre. Der Fokus liegt eindeutig auf der individuellen Einzelblattregelung auf Basis gemessener Belastungen. Weitverbreitet ist ein von der kollektiven Blattverstellung und in sich entkoppelter Reglerentwurf mit klassischen Reglern.

Individuelle Einzelblattregelung

Das grundsätzliche Regelungskonzept schildern Donham und Heimbold bereits 1979 in ihrem Patent [49] zur zyklischen Verstellung der Blattspitzen grob. 1997 wird es von Krüger und Morbitzer am ISET für die Gesamtblattverstellung im Patent [50] aufgegriffen, vertieft und u. a. 2003 von Ervin Bossanyi in [7] umfassend beschrieben: Das asymmetrische Windfeld am Rotor lässt sich mittels zweier orthogonaler Komponenten, bspw. der linearen horizontalen und vertikalen Windscherung beschreiben. Da die Blattlasten stark mit dem Windfeld korrelieren, kann diese Darstellung gut für die Belastungen übernommen werden.

Die zwei Komponenten des Belastungsfeldes ergeben sich aus der Transformation der gemessenen Blattlasten im rotierenden Koordinatensystem des Rotors in das stehende Koordinatensystem an der Nabe ($x_N y_N z_N$ -Koordinatensystem aus Abbildung K1). Werden nicht die Blattlasten, sondern Wellen- oder Nabenbelastungen gemessen, erfolgt eine einfache Drehtransformation. Es ist sinnvoll, die Achsen des Belastungsfeldes in vertikaler und horizontaler Richtung zu wählen und somit das Nick- und das Giermoment M_{yN} und M_{zN} im stehenden System zu erhalten. Diese beiden Komponenten des Belastungsfeldes werden als entkoppelt betrachtet und voneinander unabhängig mit SISO-Reglern geregelt. Mittels Rücktransformation ergeben sich aus den beiden Reglerausgängen die individuellen Sollwerte der drei Blätter, welche zum kollektiven Blattwinkelsollwert addiert werden.

Im einfachsten Fall werden Nick- und Giermoment zu null geregelt, um die Blattbelastungen zu minimieren. Alternativ lässt sich, wie bereits von Krüger und Morbitzer in [50] beschrieben und in den Patenten [51,52] aufgegriffen, ein gewünschtes Giermoment zur Unterstützung der Gondelverstellung erzeugen. Ebenso kann der Sollwert für das Nickmoment so gewählt werden, dass das statische Nickmoment aufgrund der Rotormasse kompensiert und das Hauptlager entlastet wird (Patent [53]) oder der Abstand zwischen Turm und Blattspitze, der sog. Turmfreigang, zur Vermeidung von Kollisionen erhöht wird (Patent [54]). Zur Regelung werden überwiegend zwei entkoppelte PI-Regler, aber auch Regler mit reinen P- [55] oder I-Anteilen [56] eingesetzt. Da der Rotor rotationssymmetrisch ist, können die beiden Regelkreise identisch ausgelegt werden. Um überflüssige, hochfrequente Blattverstellungen zu vermeiden, werden Nick- und Giermoment gewöhnlich tiefpassgefiltert oder Kerbfilter bei 3p und höheren Harmonischen eingesetzt.

Das Regelungskonzept ist schematisch rechts in Abbildung 2.9 skizziert. Auf der linken Seite sind die Frequenzspektren der dazugehörigen Mess- und Regelgrößen sowie der Sollwerte dargestellt. Das Blattwurzelbiegemoment weist neben einem niederfrequenten Anteil starke Fluktuationen bei 1p und geringe bei den höher Harmonischen auf. Das Biegemoment der rotierenden Welle verfügt nur dann über einen niederfrequenten Anteil, wenn die Blätter im Mittel durch aerodynamische Unwucht o. ä. unterschiedlich belastet werden. Die 3p-Fluktuationen des Blattes heben sich auf, Fluktuationen bei 1p und 2p bleiben bestehen. Die Transformation verdeutlicht die Korrelation von 1p-Fluktuationen des rotierenden mit niederfrequenten Anteilen im stehenden System. 2p- und 4p- Fluktuationen im rotierenden werden zu 3p-Fluktuationen im stehenden System. Eine mathematische Erläuterung dieser Zusammenhänge findet sich in Anhang A.1. Ziel der Regelung ist die Reduktion der niederfrequenten Anteile im stehenden System und die damit korrelierten, dominanten 1p-Anteile der Blattbelastungen. Die individuellen Blattwinkelsollwerte weisen nahezu harmonische Verläufe mit der Frequenz 1p und einer Phasenverschiebung von jeweils 120° auf. Die Regelung wird daher auch als *1p-IPC* bezeichnet. Die dominierenden 3p-Anteile des stehenden Systems bleiben unverändert.

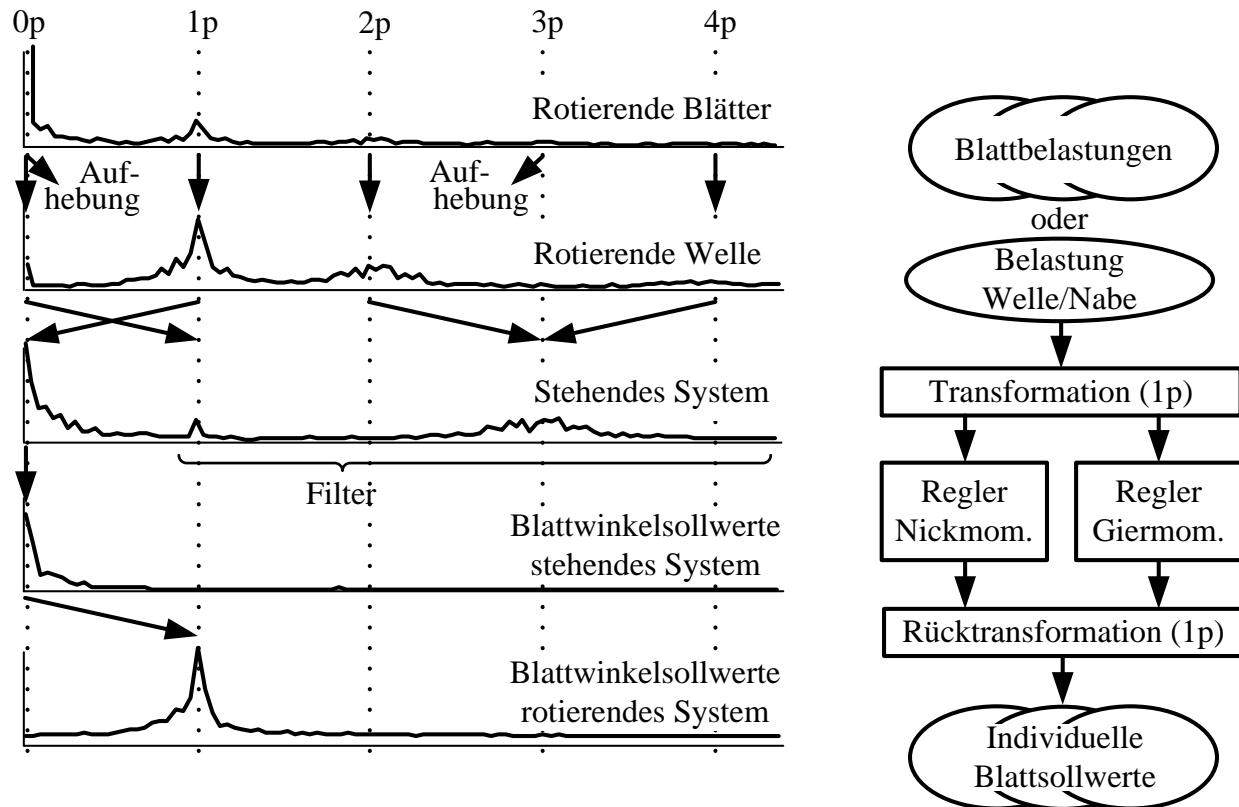


Abbildung 2.9: Frequenzspektrum der Belastungen und Blattwinkelsollwerte einer 1p-Einzelblattregelung im rotierenden und stehenden System.

Um die 3p-Belastungen des stehenden Systems zu reduzieren, erweitert Bossanyi 2005 in [10] den Nick- und Giermomentregler um jeweils ein Filter, welches explizit die 3p-Komponente selektiert und die Phase geeignet anpasst. Vor der Rücktransformation werden die Filterausgänge zu den jeweiligen Blattwinkelsollwerten des stehenden Systems addiert. Die Auslegung des Filters wird als nicht trivial beschrieben. Zeitgleich schlagen van Engelen und van der Hooft in [8] vor, höher harmonische Anteile analog zur 1p-IPC zu reduzieren. Transformation und Rücktransformation erfolgt dazu mit xp-Transformationsmatrizen. Die transformierten Größen werden unabhängig voneinander geregelt und sämtliche Blattwinkelsollwerte nach Rücktransformation ins rotierende System pro Blatt addiert. 3p-Belastungen des stehenden Systems, welche mit den 2p-Belastungen am Blatt korrelieren, werden demnach mit der 2p-IPC reduziert. Dieses Regelungskonzept erweist sich als sehr geeignet und wird u. a. später als 1p- und 2p-IPC von Bossanyi für Feldtests [12] übernommen. Untersuchungen zur Reduktion höherfrequenter Anteile erfolgen selten, da die 1p- und 2p-IPC zum einen die dominierenden Belastungen am Blatt und im stehenden System erfolgreich reduzieren und zum anderen die Blattverstellung noch dynamischeren Anforderungen kaum nachkommen kann. In einer folgenden Publikation [9] schlagen Kanev und van Engelen vom ECN zahlreiche Ergänzungen vor:

- Ein Gain-Scheduling des Einzelblattreglers soll die Lastreduktion im gesamten Betriebsbereich verbessern. Da die Einzelblattregelung nur im Nennlastbereich genutzt wird, kann der

kollektive Blattwinkel zur Bestimmung des Arbeitspunktes bzw. der Reglerverstärkungen verwendet werden.

- Eine Stellgrößenbegrenzung stellt Bossanyi bereits in [10] vor. Abhängig vom Arbeitspunkt der WEA kann die 1p-Blattwinkelamplitude variabel begrenzt werden. So ist es möglich, die IPC im Teillastbereich auslaufen zu lassen und eine übermäßige Blattverstellaktivität und geringe Ertragseinbußen zugunsten nur verhältnismäßig geringfügiger Lastreduktionen zu vermeiden. Unrealistische Blattwinkelsollwerte können ebenfalls verhindert werden.
- Ein Anti Wind Up wird eingesetzt, um das Hochlaufen des I-Anteils im 1p-IPC bei Stellgrößenbeschränkungen zu verhindern. Die kollektive Blattverstellung hat im vorgestellten Ansatz Priorität, wodurch für die Einzelblattregelung stärkere, variable Beschränkungen vorliegen. Diese Beschränkungen müssen vom rotierenden in das stehende Koordinatensystem der Regler transformiert werden. Die verfügbare Stellaktivität wird vom Algorithmus dynamisch zwischen dem Nick- und dem Giermomentregler aufgeteilt, wobei große Regelabweichungen vorrangig behandelt werden.
- Ein weiterer Algorithmus soll die Rotorunwucht aufgrund ungleich schwerer Blätter oder aerodynamischer Unterschiede mittels Einzelblattverstellung ausregeln. Laut Kanev und van Engelen können die Rotorunwuchten die IPC massiv stören.

Simulationen der unterschiedlichen Forschergruppen mit komplexen, aerodynamischen Modellen zeigen ähnlich gute Ergebnisse für Belastungsmessungen an Blatt, Nabe oder Welle [7]. In einzelnen Simulationszeitreihen im Nennlastbereich werden Belastungen des Blattes und des stehenden Systems um ca. 20 % reduziert, während mittlere und maximale Verstellgeschwindigkeiten des Blattes um den Faktor 3 zunehmen [8,10].

Die bisher veröffentlichten Ergebnisse von Feldtests bestätigen überwiegend die Simulationsergebnisse. Bossanyi et al. [11,12] testen die 1p-IPC an der 660 kW 2-Blatt-Anlage (CART2¹⁴) und die 1p- und 2p-IPC an der 660 kW 3-Blatt-Anlage (CART3¹) des US Forschungszentrums NREL. Rückgeführt werden die mittels Dehnungsmessstreifen (DMS) gemessenen Blattwurzelbiegemomente (BWB). Die wenigen gültigen Messzeitreihen bestätigen die simulierten Lastreduktionen. Unerwartet weisen die gemessenen Blattlasten signifikante 3p-Anteile auf, sodass die Implementierung einer 3p-IPC empfohlen wird. Erst zur Laufzeit des Forschungsprojektes „3I Blade Control“ (2011-2015) liegen Ergebnisse von Feldtests an einer aktuellen Anlage vor. Shan et al. [13,14] veröffentlichen 2012/2013 die Validierung einer 1p-IPC mit beschränkter Blattwinkelamplitude auf dem 5 MW Prototypen des Herstellers Areva im Rahmen eines Forschungsprojektes. Große Bedeutung wird der sauberen Implementierung der Stellgrößenbegrenzung beigemessen. Erfolgreiche Anwendungen der IPC im industriellen Umfeld sind zur Projektlaufzeit nicht bekannt, was unterschiedlichste Ursachen haben kann. Anschließend an das Forschungsprojekt setzt Senvion mittlerweile jedoch IPC bei Bedarf in der Serie ein. Herausforderungen des Serieneinsatzes – unabhängig vom konkreten Regelungskonzept – werden am Ende der Arbeit in Abschnitt 7.5 diskutiert.

¹⁴ Controls Advanced Research Turbine

Unabhängige Einzelblattregelung

Die unabhängige Einzelblattregelung findet bis heute verhältnismäßig wenig Anklang in Forschung und Praxis. Larsen et al., Mitarbeiter des Risø DTU, verfolgen diese Variante kombiniert mit der Messung lokaler Anströmverhältnisse in ihrem Patent [57] und einer Veröffentlichung in Jahr 2005 [58]. Geregelt wird der Anströmwinkel, wobei gleichzeitig die Relativgeschwindigkeit mittels modellbasierter Vorsteuerung vergleichmäßigt wird. In Simulationsstudien zeigen sich gegenüber der 1p-IPC bei Rückführung der BWB weitere Reduktionen der Belastungen am Blatt (gering) und des stehenden Systems (stark). Der Erfolg wird zum einen auf die schnellere Messung geänderter Windverhältnisse zurückgeführt, da sich diese im BWB aufgrund der Filterwirkung des Blattes nur verzögert bemerkbar machen. Zum anderen könne die unabhängige Regelung nichtlineare und höherfrequente Störungen kompensieren. Die Autorin vermutet deutlich geringere Unterschiede, wenn mit einer um 2p-IPC erweiterten individuellen Einzelblattregelung verglichen würde. Die Studie zeigt jedoch auch, dass Anströmwinkel und Relativgeschwindigkeit gekoppelt und die Regler nicht robust sind. Weiterer Nachteil sind die hohen Anforderungen an das Blattverstellungssystem und mangelnde Möglichkeiten, die Anströmverhältnisse entlang des Blattes dauerhaft und zuverlässig zu messen.

Leithead et al. schlagen 2009 [59] eine unabhängige Einzelblattregelung basierend auf gemessenen BWB vor. Geregelt wird das BWB aus der Rotorebenen hinaus, engl. *out-of-plane*, wobei der Sollwert aus dem kollektiven Blattwinkelsollwert bestimmt wird. Eine Reduktion der Belastungen des Blattes und des stehenden Systems lassen sich in Simulationsstudien zeigen.

2.3.7 LiDAR-basierte Vorsteuerung

Die LiDAR-Technologie hat sich nach ersten Demonstrationen in den 1970er Jahren stark weiterentwickelt, sodass seit 2005 vermehrt über den Einsatz eines auf der WEA montierten LiDAR-Systems nachgedacht wird. Das System kann Informationen über das einströmende Windfeld weit vor der Windanlage zur Verfügung stellen und damit das Regelverhalten der Anlage verbessern. Besonders am SWE, am Risø DTU, der CU Boulder und bei GL Garrad Hassan wird die Forschung vorangetrieben. Neben unterschiedlichsten Regelungsansätzen ist die Erzeugung der für die Regelung verwendbaren Signale aus den Messdaten ein Schwerpunkt. Das LiDAR-System misst die Windgeschwindigkeiten in Richtung des ausgesendeten Laserstrahls, weshalb das einströmende Windfeld von einem Gerät nicht dreidimensional erfasst werden kann. Um charakteristische Größen wie die effektive Windgeschwindigkeit, Windscherung und Schräganströmung aus den Messdaten zu erhalten, müssen Rekonstruktionsmethoden entwickelt werden. Darüber hinaus ist eine geeignete Weiterverarbeitung (z. B. Filterung) der charakteristischen Größen notwendig, da sich durch Messung und Rekonstruktion, aber auch durch die Evolution des Windfeldes von der Messebene zum Rotor, Abweichungen zu dem später auf den Rotor wirkenden Windfeld ergeben.

Es gibt etliche Vorschläge den Energieertrag zu steigern und strukturelle Belastungen zu reduzieren, indem LiDAR-Messdaten bei der Gondelnachführung (hier nicht betrachtet), der Einstel-

lung des Generatormomentes sowie der kollektiven und individuellen Blattverstellung eingesetzt werden. In diesem Abschnitt werden nur die häufig untersuchten Vorsteuerungen betrachtet. Vorsteuerungen können problemlos zusätzlich zu bestehenden Reglern verwendet werden, so dass der dezentrale Ansatz zur Anlagenregelung weiterverfolgt werden kann. Das grundlegende Schema einer Anlagenregelung mit LiDAR-basierter Vorsteuerung ist in Abbildung 2.10 skizziert.

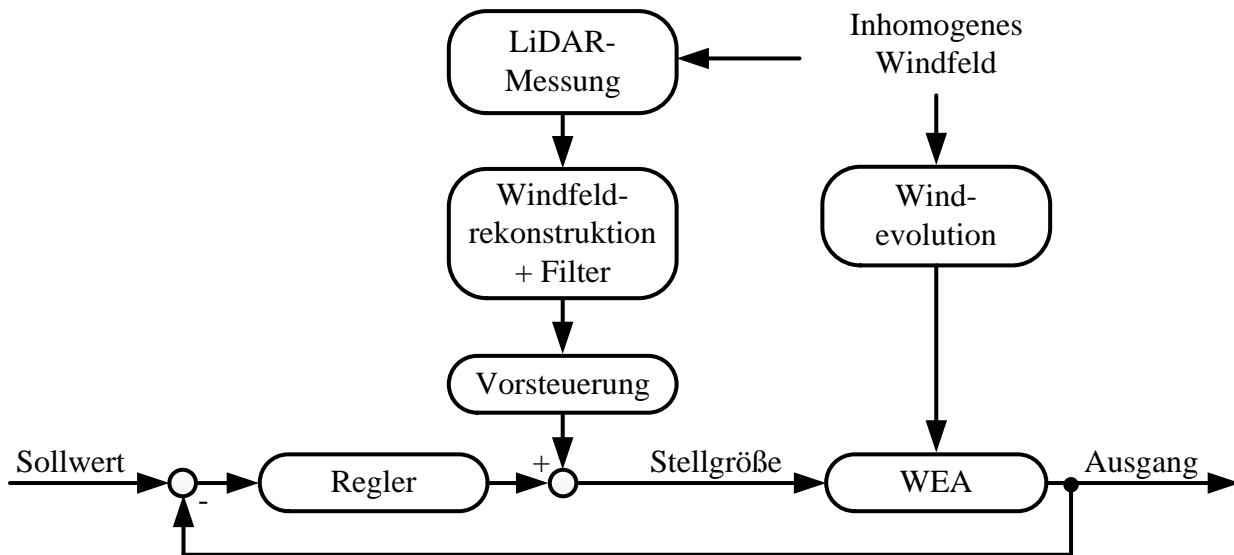


Abbildung 2.10: Schema einer WEA-Regelung mit LiDAR-basierter Vorsteuerung.

Vorsteuerung des Generatormomentes

Aufgrund der großen Trägheit des Rotors erfolgt sowohl die Schätzung der effektiven Windgeschwindigkeit aus Anlagenmessgrößen zur Generierung des Drehzahlsollwertes als auch die Anpassung der Anlagendrehzahl an einen neuen Sollwert zeitverzögert. Es ist davon auszugehen, dass LiDAR-Messdaten eine verbesserte Drehzahlachführung ermöglichen und der Energieertrag so gesteigert werden kann. Simulationsstudien von Schlipf et al. in [60] und Bossanyi et al. in [16,17] zeigen jedoch nur eine marginale Ertragssteigerung, begleitet von inakzeptabel hohen Leistungsschwankungen und Triebstrangbelastungen.

Vorsteuerung des kollektiven Blattwinkels

Der kollektive Blattwinkel wird zur Regelung der Drehzahl im Volllastbereich und zur Dämpfung von Strukturschwingungen eingesetzt. Bereits 2008 weisen Schlipf und Kühn in [61] auf das hohe Potenzial einer LiDAR-basierten Vorsteuerung auf Basis der effektiven Windgeschwindigkeit hin. Sowohl Ermüdungslasten als auch von (kohärenten) Extremböen verursachte extreme Belastungen nehmen ab. Mit einer statischen prädiktiven Störgrößenkompensation werden in einer Simulationsstudie von Schlipf et al. [62] genauso gute Ergebnisse wie mit einer dynamischen erzielt. Bei Simulation der LiDAR-Messung und Berücksichtigung der Windevolution lassen sich die Ermüdungslasten von Turm und Blatt für Windklasse IEC1A um 16 % bzw. 9 % ohne Änderung der Blattverstellaktivität reduzieren. Bossanyi et al. weisen in [16,17] auf eine mögliche Neuauslegung des Drehzahlreglers hin. In Kombination mit der Vorsteuerung

könne die Verstärkung herabgesetzt werden, um bei ähnlichen Drehzahlschwankungen die Verstellaktivität und die Turmbelastungen zusätzlich zu reduzieren. An der CART2 erfolgten 2012 erste Feldtests in Zusammenarbeit von SWE und NREL [63,64]. Die erwarteten Lastreduktionen einer statischen Kompensation in Kombination mit einem adaptiven Filter zur Beseitigung nichtkorrelierter Frequenzen in der rekonstruierten effektiven Windgeschwindigkeit können grundsätzlich bestätigt werden. Gleichzeitig wird auf die Problematik der Messdatenverarbeitung und den hohen Forschungsbedarf zum besseren Verständnis und Umgang mit der Windevolution hingewiesen, dem aktuell in mehreren Forschungsvorhaben wie dem deutschen Verbundprojekt „ANWIND“ und dem Promotionskolleg „Windy Cities“ nachgekommen wird.

Eine Reduktion der Extremlasten per Vorsteuerung wäre äußerst wünschenswert, wird gegenwärtig jedoch wie beispielsweise in [17] als kritisch angesehen: Die in der Zertifizierungsrechnung verwendeten Böen sind physikalisch unrealistisch, extreme Böen gehen oft mit Windrichtungswechseln einher und können vom LiDAR-System schwer erfasst werden, bei Nebel oder wenig Aerosolen ist eine LiDAR-Messung nicht möglich, zudem sind Extremböen nicht zwingend auslegungsrelevant. Die in der aktuellen Forschung (u. a. „ANWIND“) behandelte Beschreibung realistischer, extremer Windverhältnisse und deren Vorhersage bzw. Detektion mithilfe von LiDAR-Messdaten können einen wichtigen Beitrag zur Extremlastreduktion liefern.

Vorsteuerung der einzelnen Blattwinkel

Neben der Vorsteuerung des kollektiven Blattwinkels wird seit einigen Jahren vereinzelt auch das Potenzial der ungleich komplexeren Vorsteuerung der einzelnen Blattwinkel erforscht. Analog zur Einzelblattregelung gibt es auch hier zwei unterschiedliche Ansätze:

Die von Dunne et al. und Laks et al. in [65,66,67] vorgestellte *unabhängige* Einzelblattvorsteuerung verwendet zukünftige blatteffektive Windgeschwindigkeiten, welche von einem mitrotierenden LiDAR-System pro Blatt bei 75 % der Blattlänge erfasst werden. Der Ansatz besticht durch den Wegfall einer aufwendigen Windfeldrekonstruktion (WFR) und der Möglichkeit, auch höherfrequente Störungen zu berücksichtigen. Simulationen unter idealen Bedingungen zeigen ein hohes Potenzial zur Lastreduktion, unter realen Bedingungen mit Windevolution erscheint der Autorin die korrekte zeitliche bzw. räumliche Zuordnung aber als kaum realisierbar.

Die zyklische oder auch *individuelle* Einzelblattvorsteuerung benötigt zukünftige, charakteristische Größen des Windfeldes als Eingang. Die Ansätze von Schlipf et al. in [18,66], Laks et al. in [67] und Bossanyi et al. in [16,17] berücksichtigen die vertikale und horizontale Windscherung. Lediglich von Kapp et al. in [19] und in Arbeiten der Autorin [20,21] wird zusätzlich die vertikale und horizontale Schräganströmung einbezogen. Überwiegend wird eine statische Störgrößenkompensation verwendet. Erste Simulationen in [16] deuten darauf hin, dass das Potenzial der LiDAR-basierten individuellen Einzelblattvorsteuerung geringer als gehofft bzw. als das der kollektiven Vorsteuerung ist. Die wenigen Veröffentlichungen mit gut nachvollziehbaren Simulationsstudien, welche in der Laufzeit des Forschungsprojektes „3I Blade Control“ veröf-

fentlicht wurden, ermöglichen jedoch keine belastbare Abschätzung des Potenzials für eine Vorsteuerung in Kombination mit einem Regler oder auch einer reinen Vorsteuerung. Bossanyi et al. vergleichen in [16,17] klassisches 1p- und 2p-IPC mit 1p- und 2p-IPC plus Vorsteuerung und einer reinen Vorsteuerung. Die Vorsteuerung berücksichtigt nur die Windscherungen. Es wird eine realistische LiDAR-Messkette simuliert, allerdings ist weder die LiDAR-Konfiguration noch die Filterung der charakteristischen Größen des Windfeldes optimiert. Die Simulation und Berechnung der Ermüdungslasten erfolgt nur für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 13 m/s. Die Unterschiede zwischen der IPC und der IPC plus Vorsteuerung sind marginal. Die Lastreduktionen der Vorsteuerung alleine sind deutlich geringer als die der Regelung, was zu erwarten ist, da die implementierte Vorsteuerung nur 1p-Fluktuationen berücksichtigen kann. Kapp et al. vergleichen in [19] einen H_∞ -Regler zur 1p- und 2p-Reduktion sowie seitlicher Turmschwingungsdämpfung mit einer Erweiterung dieses Reglers um eine kollektive und individuelle Blattvorsteuerung. Die individuelle Blattvorsteuerung berücksichtigt Scherungen und Schräganströmungen, allerdings scheinen die Schräganströmungen unvorteilhaft berücksichtigt zu werden. Neben idealen Referenzbedingungen wird eine realistische LiDAR-Messkette mit unterschiedlichsten Ungenauigkeiten und eine WEA verwendet, eine Optimierung der LiDAR-Konfiguration oder der Filterung erfolgt auch hier nicht. Die Simulation und Berechnung erfolgt für den gesamten Betriebsbereich, die Windklasse ist nicht bekannt. Die Lastreduktionen sind auch unter realistischen Bedingungen gegenüber der IPC nennenswert, allerdings schreiben die Autoren einen Großteil davon der kollektiven Vorsteuerung zu. Die LiDAR-Konfiguration, die Volumenmessung der unterschiedlichen Laser-Typen und die Filterung werden hier als Schlüsselfaktoren für die Lastreduktion benannt.

Die Veröffentlichungen verdeutlichen die Komplexität dieser Vorsteuerung und den starken Forschungsbedarf in unterschiedlichen Teilgebieten.

2.3.8 Moderne Mehrgrößenregler für Windenergieanlagen

Die bisher vorgestellten Regler basieren auf klassischen Entwurfsmethoden und sind neben der Praxis auch in der Forschung weitverbreitet. Parallel zum klassischen Entwurf erfolgten von Beginn an auch vereinzelte Untersuchungen zum Einsatz moderner, modellbasierter Regler. Kurz nach der flächendeckenden Einführung der aktiven Blattverstellung Anfang der 1990er Jahre wurden laut [23] sogar erste Feldtests durchgeführt. Der Großteil der älteren Untersuchungen beschäftigt sich mit der essenziellen Drehzahlregelung im Nennlastbereich. Oftmals wurde mit der Drehzahl als alleiniger Messgröße auch hier von einem SISO-System ausgegangen. Durchgesetzt haben sich die überwiegend untersuchten LQG- und H_∞ -Regler nicht. Die modellbasierten Ansätze eignen sich jedoch auch sehr gut für MIMO-Probleme und werden mit der zunehmenden Anzahl von Mess- und Stellgrößen in den letzten Jahren verstärkt betrachtet. Der aufwendige und viel Erfahrung fordernde Prozess zur Auslegung des dezentralen, klassischen Regelungskonzeptes könnte vereinfacht, das Regelverhalten durch Berücksichtigung der (geringen) bestehender Kopplungen verbessert und Stabilität garantiert werden.

Am häufigsten finden folgende Ansätze Beachtung:

- *LQ-Regler*: Es handelt sich um eine optimale Zustandsrückführung. Voraussetzung sind ein lineares bzw. linearisiertes System (-modell) und eine quadratische Gütefunktion, die minimiert werden soll. Nicht gemessene Zustände werden mit einem Beobachter oder einem Schätzer bestimmt. Um den starken Störungen durch den Wind gerecht zu werden, bietet sich ein *LQG-Regler* an. Mit einem Kalman-Filter als Zustandsschätzer können die stochastischen Windgeschwindigkeitsänderungen als Gaußsche Störungen gut berücksichtigt werden. Alternativ eignet sich der moderne Ansatz *disturbance accomodation control (DAC)*, welcher 1998 von Balas et al. in [68,68] erstmalig für WEA verwendet wurde. Die Zustandsrückführung erfolgt mit einem erweiterten Beobachter, der neben physikalischen Zustandsgrößen der Anlage auch ein geeignetes Modell der Störgröße, beispielsweise in Form einer Treppenfunktion, enthält. Problematisch am LQ-Regler ist die Forderung nach einem linearen System. Auf Modellunsicherheiten reagiert er empfindlich, Robustheitseigenschaften lassen sich nicht explizit im Entwurfsprozess berücksichtigen. Auch aufgrund der Aerodynamik ist die WEA nichtlinear, sodass beispielsweise für den klassischen Reglerentwurf im Nennlastbereich lineare Modelle für eine Vielzahl von Arbeitspunkten herangezogen werden.
- *H_∞-Regler*: Im Gegensatz zum LQ-Regler minimiert dieser Regler ein H_∞-Gütekriterium. Dieses Kriterium kann Zielvorgaben für das Verhalten im Frequenzbereich beinhalten. Für einen robusten Reglerentwurf lassen sich die Modellunsicherheiten explizit berücksichtigen. So können zum einen gezielt Strukturschwingungen gedämpft und die Auswirkung bestimmter periodischer Störungen unterdrückt, zum anderen prinzipiell aerodynamische Nichtlinearitäten und Stellgrößenbegrenzungen bei dem Entwurf einbezogen und Stabilität garantiert werden. Bei starken Modellunsicherheiten ist der Entwurf allerdings sehr konservativ.
- *LPV-Regler*: Auch der linear parametervariable Regler minimiert ein H_∞- oder ein H₂-Gütekriterium. Das System muss dabei mit veränderlichen Systemmatrizen, die affin von einem exogenen Parameter $\theta(t)$ abhängen, darstellbar sein:

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}}(t) &= \mathbf{A}(\theta(t))\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}(\theta(t))\mathbf{u}(t), \\ \mathbf{y}(t) &= \mathbf{C}(\theta(t))\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}(\theta(t))\mathbf{u}(t).\end{aligned}\tag{2.2}$$

Diese Anfang der 1990er Jahre entwickelte Theorie [69] ermöglicht eine gut ausgelegte, stabile und robuste Gain-Scheduling Regelung und wurde 2005 von Bianchi et al. in [70] erstmalig für WEA zur Drehzahlregelung im Nennlastbereich angewandt. Der Entwurf ist mathematisch jedoch sehr komplex.

- *MPC*: Die modellprädiktive Regelung verwendet ein dynamisches Systemmodell, um kontinuierlich das zukünftige Systemverhalten in Abhängigkeit vom Stellgrößenverlauf zu berechnen und den Stellgrößenverlauf gemäß einem Gütekriteriums zu optimieren. Stellgrö-

Benbegrenzungen und andere Nichtlinearitäten können prinzipiell problemlos berücksichtigt werden, sofern die enorme Menge an Rechenschritten zur Lösung des Optimierungsproblems noch in Echtzeit erfolgen kann. Besonders in Kombination mit einer LiDAR-basierten Messung des Windfeldes wird der Einsatz von linearen und nichtlinearen MPC für WEA in den letzten Jahren vermehrt untersucht, u. a. [71,72,73].

Der Entwurf der Mehrgrößenregler erfolgt in der Regel jedoch keinesfalls für das Gesamtsystem. So werden die kollektive und die individuelle Blattverstellung, wie u. a. von Geyler und Caselitz in [74,75] gezeigt, weiterhin als entkoppelt angesehen und auch die Drehzahlregelung im Teil- und Nennlastbereich wird in der Regel getrennt voneinander ausgelegt, siehe Abbildung 2.11. Im Folgenden werden daher zunächst Mehrgrößenregler zur kollektiven oder individuellen Blattverstellung vorgestellt, gefolgt von den seltenen Ansätzen zur unabhängigen Blattverstellung und der Drehzahlregelung im gesamten Betriebsbereich. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit finden nur Ansätze mit realistischen Messgrößen, welche auch für den klassischen Entwurf verwendet werden, Beachtung. Ansätze, welche LiDAR-Messdaten einbeziehen, werden separat gegen Ende des Abschnitts aufgeführt. Erfolgt ein Vergleich mit einem klassischen Regler, wird stets von einem Gain-Scheduling Regler zur Drehzahlregelung im Volllastbereich ausgegangen.

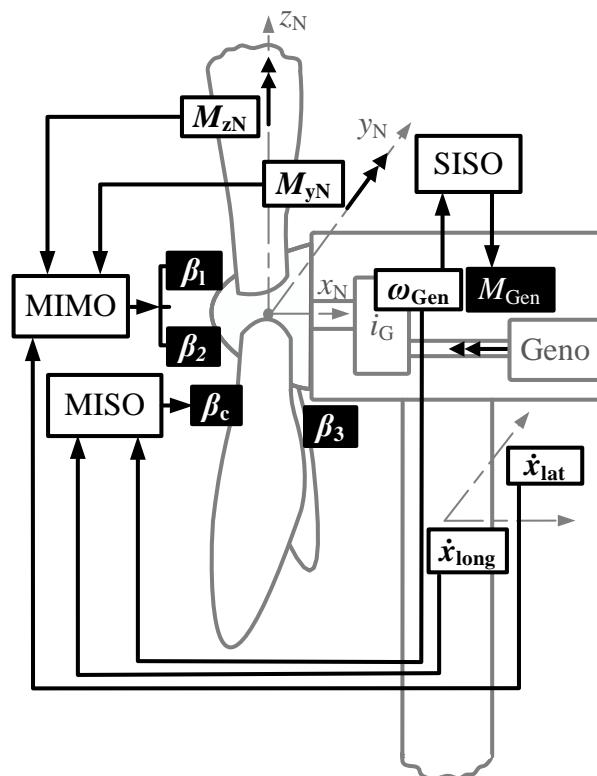


Abbildung 2.11: Übliche Regelkreise bei der Verwendung von Mehrgrößenreglern für eine WEA.

Kollektive Blattverstellung

Als Messgrößen liegen stets die Drehzahl und die longitudinale Turmkopfgeschwindigkeit vor.

Lescher et al. erwähnen in [76] einen **LQG-Regler** mit Gain-Scheduling zur Drehzahlregelung und aktiven longitudinalen Turmdämpfung. Als Stellgröße wird zusätzlich das Generatormoment verwendet. Abhängig vom Blattwinkel wird zwischen den für einen Arbeitspunkt ausgelegten Einzelreglern interpoliert. Stabilität und ein bestimmtes Regelverhalten kann so nicht garantiert werden. Verglichen mit einem klassischen PI-Regler in Kombination mit einer aktiven longitudinalen Turmdämpfung sind die Belastungen von Triebstrang, Turm und Blätter eines 400 kW Anlagenmodells deutlich geringer. Auch wenn der klassische Regler nur über eine Stellgröße verfügt, erscheint der Autorin das Ergebnis zweifelhaft.

Geyler und Caselitz schlagen in [74,75] den Entwurf eines **H_∞ -Reglers** zur Drehzahlregelung und aktiven longitudinalen Turmdämpfung im Volllastbereich vor. Das lineare Modell beinhaltet den ersten Blatt- und longitudinalen Turmbiegemode, der Triebstrang wird als starr angesehen. Der Regler wird robust ausgelegt, um die Unterschiede in den aerodynamischen Parametern über den gesamten Volllastbereich abdecken zu können.

Körber und King untersuchen in [71] eine **MPC** zur Drehzahlregelung im Volllastbereich. Als weitere Messgrößen stehen der kollektive Blattwinkel und die Leistung zur Verfügung. Das lineare Modell beinhaltet die longitudinale Turmbewegung, die Blattbewegung in Schlagrichtung sowie die Dynamik der Blattverstellung. Im Vergleich mit einem PID-Regler, ergänzt um einen PI-Regler zur Turmdämpfung erzielt die MPC bei gleicher Verstellaktivität etwas besserer Ergebnisse. Die Simulationen erfolgen jedoch nur für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 17 m/s, welche auch zur Linearisierung des Modells verwendet wurde. Zu einer nichtlinearen MPC in einer weiterführenden Arbeit [77] ergeben sich kaum Unterschiede.

Individuelle Blattverstellung

Für die individuelle Blattverstellung stehen stets das Nick- und Giermoment, meist aus BWB berechnet, als Messgrößen zur Verfügung. Die Auslegung der Regler erfolgt gewöhnlich für den Volllastbereich.

Parallel zur klassischen 1p-IPC legt Bossanyi in [7] einen **LQG-Regler** zur Reduktion niederfrequenter Nick- und Giermomente aus. Das simulierte Verhalten bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 13 m/s ist mit beiden Regelungsansätzen sehr ähnlich. Die Bestimmung der Gewichtungsmatrizen wird als nicht intuitiv beschrieben, sodass der Autor den klassischen Ansatz bevorzugt. Selvam beschreibt in [78] den Entwurf eines LQG-Reglers zur allgemeinen Reduktion der Nick- und Giermomente. Als Entwurfsmodell wird der geschlossene Regelkreis der WEA mit kollektivem Drehzahlregler verwendet, da Kopplungen existierten, wodurch die kollektiv geregelten Zustände Einfluss auf die Einzelblattregelung hätten. Das Modell der WEA wird um ein Modell des Windes als Zufallsbewegung erweitert und diese geschätzten Zustände für eine Störgrößenunterdrückung verwendet. Verglichen mit einer klassischen 1p-IPC mit

I-Reglern ergeben sich bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 18 m/s mit dem LQG-Regler im Frequenzbereich – besonders bei höheren Frequenzen – bessere Ergebnisse. Vergleiche mit klassischer 2p- oder 3p-IPC erfolgen jedoch nicht.

Geyler und Caselitz beschreiben in [74,75] den Entwurf eines **H_∞ -Regler** zur Reduktion niederfrequenter Nick- und Giermomente. Der Regler wird robust ausgelegt, um Variationen der aerodynamischen Parameter im Volllastbereich zu berücksichtigen. Nach Aussage der Autoren sind die Ergebnisse vergleichbar mit einer klassischen 1p-IPC mit PI-Reglern. Kanev und van Engelen schlagen in [9] ebenfalls den Entwurf eines H_∞ -Reglers zur Reduktion der niederfrequenten Momente vor. Ziel des MIMO-Reglers ist es, die im Entwurfsmodell abgebildete Kopplung zwischen Nick- und Giermoment zu berücksichtigen. Das Entwurfsmodell wird um Integratoren ergänzt, welche die Momente vor der Messung aufintegrieren. Damit wird ein Regler mit echtem Integralanteil entworfen. Da keine signifikant besseren Ergebnisse als mit einer klassischen 1p-IPC mit I-Reglern erzielt werden, wird der Regler für umfangreiche Simulationsstudien nicht weiter verwendet.

Um die Variationen der aerodynamischen Parameter besser berücksichtigen zu können, verwenden Heß und Seyboth in [79] **LPV-Regler**. Durch 1p- und 2p-Transformation des Modells des rotierenden Systems liegen zwei Entwurfsmodelle, eins zur Auslegung eines 1p- und eines zur Auslegung eines 2p-Reglers, vor. Die Entwurfsmodelle lassen sich jeweils in zwei Subsysteme mit geringer Kopplung zerlegen. Das erste Subsystem enthält die für die kollektive Blattverstellung relevanten Zustände, das zweite die für die Einzelblattverstellung relevanten. Für die 1p-Regelung sind das die orthogonalen Blattbewegungen und die seitliche Turmbewegung. Die Kopplungen zwischen kollektiver und individueller Blattverstellung werden vernachlässigt und die seitliche Bewegung im 2p-Modell entkoppelt. Damit werden ein Regler zur Reduktion der 1p-Blattbelastung und der seitlichen Turmschwingungen und ein Regler zur Reduktion der 2p-Blattbelastungen entworfen. Als exogener Parameter wird die geschätzte Windgeschwindigkeit verwendet. Die entworfenen Regler zeigen gutes Verhalten, ein Vergleich zum klassischen Entwurf erfolgt nicht. Heß beschreibt in seiner Dissertation [80] die Feldtests mit diesen Reglern am 2.2 MW Prototypen des Herstellers eno energy, wobei eine Stellgrößenbegrenzung ergänzt wurde. Rückgeführt wurden die mittels faseroptischer Sensoren gemessenen BWB. Die Lastreduktionen fallen geringer als erwartet aus, was laut Heß vermutlich auf einen Softwarefehler zurückzuführen ist.

Kombinierte Blattverstellung

Wright stellt 2004 in [81] eine **DAC** für eine unabhängige Einzelblattregelung vor, die neben den niederfrequenten Nick- und Giermomenten die Drehzahl im Volllastbereich regelt. Die Untersuchung zeigt, dass für eine Zustandsschätzung die Drehzahl, die longitudinale Turmauslenkung und die Neigung des Rotors gemessen werden sollten. Der Wind wird als Überlagerung einer Treppenfunktion mit einer vertikalen Scherung modelliert. Die Verstellaktivität ist sehr hoch, wobei realistische Verstellgeschwindigkeiten überschritten werden. Die Verstellaktivität

kann durch Verwendung des Generatormomentes als weitere Stellgröße erfolgreich reduziert werden, gleichzeitig nehmen die Triebstrangschwingungen ab.

In seiner Dissertation [80] beschreibt Heß den Entwurf eines ganzheitlichen **LPV-Reglers** zur kollektiven und individuellen Blattverstellung. Ziel ist die Drehzahlregelung, die Dämpfung von Turmschwingungen und die Reduktion niederfrequenter Nick- und Giermomente. Als Messgrößen stehen die Drehzahl, die Turmkopfbeschleunigungen und die Blattwurzelbiegemomente zur Verfügung. Es ergibt sich ein Regler 27. Ordnung. Die individuelle Blattverstellung erfolgt auch im Teillastbereich, die Drehzahl wird dabei über eine Kennlinie mittels Generatormoment eingestellt. Als exogener Parameter dient die geschätzte Windgeschwindigkeit. Verglichen mit der Überlagerung eines LPV-Reglers zur kollektiven und eines weiteren zur individuellen Blattverstellung ergeben sich nur geringe Verbesserungen. Ein Vergleich mit einem klassischen, dezentralen Konzept erfolgt nicht.

Drehzahlregelung im gesamten Arbeitsbereich

Die Auslegung der in Abschnitt 2.3.4 geschilderten praxisrelevanten Übergangsstrategien zwischen Teil- und Volllastbereich erfolgt empirisch und erfordert viel Erfahrung des Ausführenden. Die Tauglichkeit des klassischen Regelungskonzeptes hinsichtlich Performance und Stabilität wird anhand zahlreicher Simulationszeitreihen nachgewiesen, ein analytischer Stabilitätsnachweis ist aufgrund diverser Nichtlinearitäten kaum durchführbar. Abhilfe ermöglicht die LPV-Theorie. Lescher et al. legen in [76] drei **LPV-Regler** für den Teillastbereich, den oberen Teillastbereich bei konstanter Drehzahl und den Nennlastbereich aus, zwischen denen geschaltet wird. Die Schaltlogik ist durch multiple parameterabhängige Ljapunow-Funktionen im Reglerentwurf berücksichtigt, sodass asymptotische Stabilität im gesamten Betriebsbereich garantiert werden kann. Als exogener Parameter wird die Summe aus elektrischer Leistung und dem Quadrat des kollektiven Blattwinkels verwendet.

Die LPV-Theorie ermöglicht auch die Auslegung eines Reglers für den gesamten Betriebsbereich, indem die Nutzung der unterschiedlichen Stellgrößen und die sehr unterschiedlichen Auslegungskriterien der Teilbetriebsbereiche ebenfalls in Abhängigkeit von exogenen Parametern beschrieben werden. In Abbildung 2.12 ist ein Beispiel für den Verlauf der Gewichtungsfunktionen auslegungsrelevanter Systemgrößen und den Stellgrößen dargestellt.

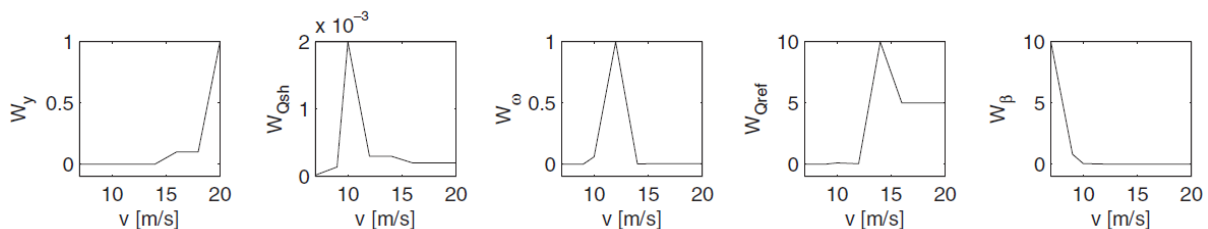


Abbildung 2.12: Beispielhafter Verlauf der Gewichtungsfunktionen W in Abhängigkeit vom exogenen Parameter 'Windgeschwindigkeit' eines LPV-Reglers für den gesamten Betriebsbereich; long. Turmkopfgeschwindigkeit \dot{y} , Triebstrangtorsion Q_{sh} , Drehzahl ω und die Stellgrößen Generatormoment Q_{ref} und Blattwinkel β [82].

Als exogene Parameter werden von Bianchi et al. in [83] der gemessene Blattwinkel, die gemessene Drehzahl und eine gemittelte Windgeschwindigkeit, von Østergaard et al. in [82] und Bobanac et al. in [84] die geschätzte Windgeschwindigkeit verwendet. In allen Fällen wird der LPV-Regler offline für eine bestimmte Anzahl von Arbeitspunkten berechnet, zwischen denen eine affine Abhängigkeit der Systemmatrizen vom exogenen Parameter angenommen wird. Im Vergleich von Østergaard et al. und Bobanac et al. mit einem klassischen Regelungskonzept, reduzieren sich im Übergangsbereich mit LPV-Regler die Drehzahlschwankungen, Turmbewegungen und Blattverstellaktivität ohne den Ertrag zu schmälern. Die Belastbarkeit des Vergleiches ist jedoch fraglich, da die klassischen Konzepte anscheinend nur über sehr einfache Schaltmechanismen verfügt und dem LPV-Regler in [82] zusätzlich die longitudinale Turmkopfbeschleunigung als Messgröße zur Verfügung gestellt wird. In allen genannten Veröffentlichungen werden Verfahren verwendet, welche die Stabilität der Regelstrecke für unendlich schnelle Parameteränderungen gewährleisten. Die Regler fallen damit konservativer als notwendig aus, sodass die Performance schlechter als mit lokal ausgelegten, linearen Reglern sein müsste. Østergaard schlägt daher bereits in [85] zur Auslegung eines Drehzahlreglers im Nennlastbereich ein Entwurfsverfahren vor, welches die Begrenzung der Parameteränderungen berücksichtigt. Aus numerischen Erwägungen wendet er dieses Verfahren für die Auslegung der Regler im gesamten Betriebsbereich jedoch nicht an.

LiDAR-basierte Regler

Die Untersuchungen zu LiDAR-basierten Reglern beschäftigen sich neben den bereits in Abschnitt 2.3.7 beschriebenen Vorsteuerungen im geringen Umfang auch mit **H_2/H_∞ -Reglern**. So entwerfen beispielsweise Dunne und Pao in [86] einen H_2 -Regler mit Vorsteuerung für die Drehzahlregelung im Volllastbereich, indem sie die Messungenauigkeiten durch Windentwicklung und Induktion am Rotor im Reglerentwurf berücksichtigen.

Besonders intensiv wird in diesem Zusammenhang jedoch an **modellprädiktiven Reglern** geforscht. Eine Übersicht in Schlipfs Dissertation [87] aus dem Jahr 2015 zeigt, dass in den meisten Fällen eine MPC zur Einstellung des kollektiven Blattwinkels zusammen mit dem Generatormoment zur Regelung im gesamten Betriebsbereich behandelt wird. Lediglich Schlipf et al. in [88] untersuchen eine MPC zur Einstellung des kollektiven Blattwinkels im Volllastbereich, Laks et al. schlagen in [89] eine MPC zur unabhängigen Einzelblattverstellung vor. Neben linearen und linear parametervarianten Modellen werden auch nichtlinearen Modelle für den Entwurf verwendet. Ideale Windvorhersagen werden genauso wie realitätsnahe herangezogen. Die Simulationsergebnisse sind grundsätzlich vielversprechend, können jedoch gerade aufgrund der ideal oder realitätsnah simulierten Windvorhersagen nur schwer untereinander verglichen werden. So bleibt unklar, ob der wesentliche Vorteil im Entwurf einer konkreten MPC oder in der Nutzung der LiDAR-Daten liegt. Ein transparenter Vergleich von Schlipf et al. in [88] zur Vorsteuerung des kollektiven Blattwinkels für die Drehzahlregelung im Nennlastbereich zeigt, dass unter der Annahme realistischerer Windvorhersage eine nichtlineare MPC ähnliche Ergebnisse liefert wie eine nichtlineare Vorsteuerung.

Moderne Regelungskonzepte in der Praxis

Die vorgestellten Ansätze zur Mehrgrößenregelung sind insgesamt aussichtsreich. Mit sehr wenigen Ausnahmen liegen jedoch nur Simulationsstudien vor. Ein Ersatz der in der Serie eingesetzten einfachen Regelungskonzepte und damit einhergehenden Auslegungsverfahren wird aus Sicht der Autorin nur dann erfolgen, wenn sehr deutliche Verbesserungen hinsichtlich Belastungen und Ertrag nachgewiesen werden können. Dies hat vielfältige Gründe:

- Der Aufwand für die Modellbildung und –validierung ist vergleichsweise hoch.
- Die Minimierung einer Kostenfunktion suggeriert einen automatisierten Prozess. Oftmals ist die Aufstellung der Funktion jedoch weniger intuitiv als erwartet und deren Anpassung mit ähnlichem Aufwand wie bei einer iterativen Auslegung des dezentralen, klassischen Reglers verbunden. Zudem kann es notwendig sein, die Anpassung für jede kleine Änderung des Anlagentyps zu wiederholen.
- Die relevanten Kriterien zur Auslegung des Reglers sind nur schwer in den überwiegend linear-quadratischen Entwurfsverfahren abzubilden, z. B. sind die Berechnungsverfahren für Ermüdungslasten hochgradig nichtlinear.
- Die Berücksichtigung von nichtlinearen Randbedingungen wie z. B. der Stellratenbegrenzung und die Implementierung in die Betriebsführung ist aufwendig und wird in den Veröffentlichungen meist vernachlässigt.

Ob und mit welchem Ansatz deutliche Verbesserungen erzielt werden können, ist anhand der Veröffentlichungen nur schwer zu beurteilen. Zwar erfolgt oftmals ein Vergleich mit einem klassischen Regelungskonzept, in vielen Fällen kann jedoch nicht von einem (optimierten) Industrieregler ausgegangen werden.

Wie bereits in der Einleitung erwähnt, wird in dieser Arbeit an dem bewährten Konzept einer dezentralen Gesamt-Regelung mit klassischen Reglern festgehalten und die bestehende Regelung um unterschiedliche Ansätze zur Einzelblattverstellung erweitert.

3 Die Simulationsumgebung

In diesem Kapitel wird die Simulationsumgebung zur Validierung der zu entwerfenden Regelungskonzepte mit hoher Detailtiefe vorgestellt. Zentrale Elemente der Simulationsumgebung sind neben dem Wind und der WEA die LiDAR-Messung nebst Messdatenverarbeitung. Das Kapitel schließt mit einer kurzen Darstellung des Referenzreglers und dem Aufbau der Gesamtsimulation.

3.1 Der Wind

Die Energiequelle Wind hat einen wesentlichen Einfluss auf die Belastung der WEA. Mithilfe der Einzelblattverstellung sollen die Auswirkungen eines asymmetrischen Windfeldes, indirekt als Belastung oder direkt mittels LiDAR gemessen, kompensiert werden. Damit ist ein grundlegendes Verständnis der Energiequelle Wind inklusive der räumlichen Struktur und der Windevolution wichtig. Basierend auf dem „Wind Energy Handbook“ [23] und „Windkraftanlagen“ [22] wird in diesem Abschnitt zunächst ein knapper Überblick über die Grundlagen gegeben, dem die Charakteristik des Windes und dessen Simulation in Kombination mit einem aeroelastischen Modell folgen.

3.1.1 Grundlagen

Wind entsteht durch die Erwärmung der Erdoberfläche und darüber liegender Luftmassen aufgrund der Sonneneinstrahlung. Einstrahlung und Erwärmung sind geografisch und temporär stark variabel, sodass sich maßgeblich zwischen Äquator und den Polen große Luftdruckunterschiede ergeben. Die Luft strömt vom Hoch- zum Tiefdruckgebiet. Sie wird dabei von der durch die Erdrotation hervorgerufenen Corioliskraft abgelenkt und es bilden sich globale Luftströmungen aus. In großer Höhe ist die Luftströmung ungestört und wird als geostrophischer Wind bezeichnet. Neben den globalen Winden bilden sich bodennah auch lokale Winde in Form von See-Land- oder Berg-Tal-Zirkulation aus. Abhängig von den verschiedenen Geländetypen wird die Strömung zusätzlich unterschiedlich stark abgelenkt bzw. verwirbelt und durch die Bodenreibung abgebremst. Die in Abbildung 3.1 dargestellte atmosphärische Grenzschicht ist je nach Wetterlage 100 m bis 2000 m, im Mittel 1000 m hoch. Die bodennahe Grenzschicht, auch Prandtl-Schicht genannt, beträgt davon ca. 10 %. Sie schließt an die zunehmend ungestörte Ekman-Schicht an. Abhängig von der Wetterlage befindet sich der Rotor größtenteils vollständig in der Prandtl- oder im Übergang zur Ekman-Schicht. Die Prandtl-Schicht zeichnet sich durch ein stark ausgeprägtes Windprofil, also der Zunahme der mittleren Windgeschwindigkeit mit der Höhe, und einer hohen Turbulenz aus. In der Atmosphäre erfolgen die Schwankungen der Windgeschwindigkeit innerhalb von Millisekunden bis hin zu einigen Tagen, wobei sich die

räumlichen Strukturen bzw. Wirbel auf wenige Millimeter bis hin zu mehreren Kilometern ausdehnen. Analog zur Windgeschwindigkeit schwankt auch die Richtung der Anströmung.

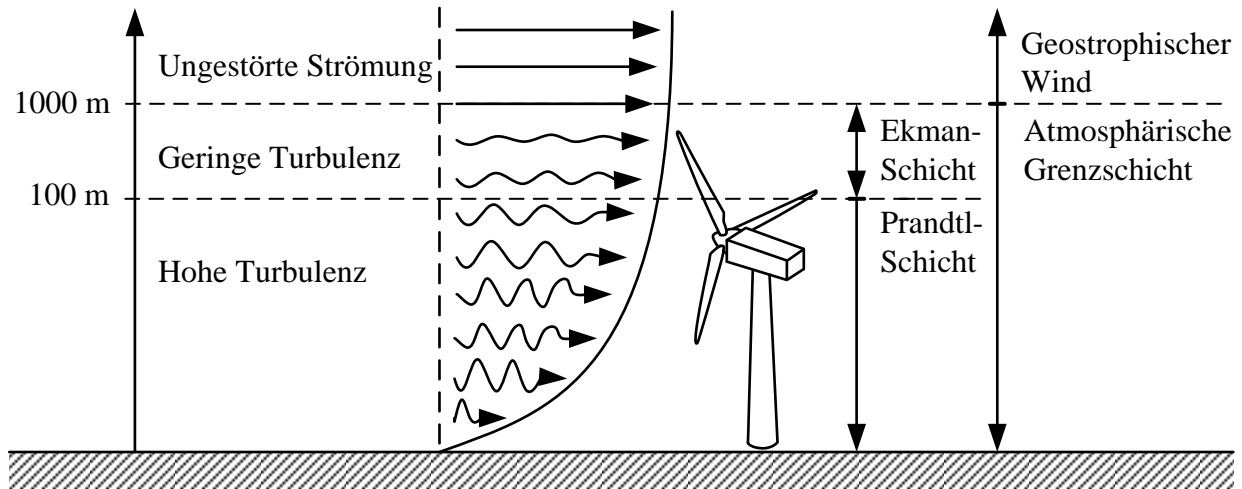


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der atmosphärischen Grenzschicht basierend auf [22].

3.1.2 Die Charakteristik des Windes

Um die Belastung und den Ertrag einer WEA an einem bestimmten Standort abschätzen zu können, sind die räumliche Verteilung und die kurz- und langzeitigen Schwankungen der Windgeschwindigkeiten von Bedeutung.

Das Windprofil

Das Windprofil bildet die mittlere räumliche Verteilung in vertikaler Richtung ab. Es werden überwiegend logarithmische oder exponentielle Funktionen verwendet, um der Höhe z über dem Boden eine mittlere longitudinale Windgeschwindigkeit \bar{v}_u zuzuordnen. In dieser Arbeit wird das exponentielle Potenzgesetz gemäß IEC 614001-1 [30] verwendet, wobei der Index ref die Referenzgrößen auf Nabenhöhe kennzeichnet und der Höhenexponent $\alpha_h = 0.2$ beträgt. Als Bezugszeitraum werden gewöhnlich 10 Minuten angenommen.

$$\bar{v}_u(z) = \bar{v}_{u,ref} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^{\alpha_h} \quad (3.1)$$

Turbulenzen

Ein Maß für kurzzeitige Schwankungen der Windgeschwindigkeit ist die Turbulenzintensität (TI) TI_k . Sie bildet das Verhältnis der Standardabweichung σ_k der Windgeschwindigkeit zur mittleren longitudinalen Windgeschwindigkeit \bar{v}_u ab, wobei meistens Zeitintervalle von 10 Minuten herangezogen werden.

$$TI_k = \frac{\sigma_k}{\bar{v}_u} \quad (3.2)$$

Sie wird mittels Laufvariable k für die drei Geschwindigkeitskomponenten, u longitudinal, v lateral und w vertikal, angegeben. Für eine vereinfachte Beschreibung der sehr komplexen turbulenten Strömung liegen unterschiedliche empirische Ansätze wie das Kaimal- oder von-Karman-Spektrum sowie das deutlich komplexere Mann-Modell vor. Das normierte Spektrum des in dieser Arbeit verwendeten Kaimal-Spektrums wird für jede Geschwindigkeitskomponente nach [30] angegeben:

$$\frac{f S_k(f)}{\sigma_k^2} = \frac{4f \frac{L_k}{\bar{v}_u}}{\left(1 + 6f \frac{L_k}{\bar{v}_u}\right)^{\frac{5}{3}}}. \quad (3.3)$$

Dabei ist S_k das Autoleistungsspektrum, f die Frequenz und L_k der integrale Längenparameter der Windgeschwindigkeitskomponente. Der integrale Längenparameter legt die Größe der Wirbel mit hoher Energie fest und beträgt mit dem Turbulenzskalierungsparameter $\Lambda_1 = 42$ m bei Nabenhöhen über 60 m:

$$L_u = 8.1\Lambda_1, L_v = 2.7\Lambda_1 \text{ und } L_w = 0.66\Lambda_1. \quad (3.4)$$

Die Standardabweichungen der Turbulenzintensität im Kaimal-Modell ergeben sich in Abhängigkeit von einer Referenz der Turbulenzintensität TI_{ref} zu:

$$\sigma_u = TI_{\text{ref}}(0.75 \bar{v}_u + 5.6), \sigma_v = 0.8 \sigma_u \text{ und } \sigma_w = 0.5 \sigma_u. \quad (3.5)$$

Das Kaimal-Modell ermöglicht es, die Abhängigkeit zweier Windgeschwindigkeitskomponenten an unterschiedlichen Punkten über der Frequenz zu berücksichtigen. Die Kohärenz K_u der longitudinalen Windgeschwindigkeitskomponente zwischen zwei räumlich verschiedenen Punkten auf einer Ebene orthogonal zur mittleren Windrichtung mit der Distanz d ergibt sich zu:

$$K_u(d, f) = \exp\left(-12d \sqrt{\left(\frac{f}{\bar{v}_u}\right)^2 + \left(\frac{0.12}{L_u}\right)^2}\right). \quad (3.6)$$

Entgegen IEC 614001-1 [30] wird in dieser Arbeit in Anlehnung an den dänischen Standard 472 [90] auch mit einer Kohärenz für die lateralen und vertikalen Geschwindigkeitskomponenten gearbeitet. Damit verhalten sich die lateralen und vertikalen Windgeschwindigkeiten benachbarter Punkte nicht mehr willkürlich zueinander und es können sich tendenziell lokale Schräganströmungen ausbilden.

In Hinblick auf die LiDAR-Messung ist die Windevolution, d. h. die Veränderung der Eigenschaften des Windes entlang dessen räumlicher und zeitlicher Ausbreitung, von Bedeutung. Messungen von Schlipf et al. in [91] zeigen, wie niederfrequente Anteile des Windes weit vor der Anlage nahezu unverändert an der Anlage ankommen, während sich die hochfrequenten Anteile verändern. Dieses Verhalten kann beispielsweise mit dem Modell von Kristensen [92] oder einem einfacheren exponentiellen Ansatz von Pielke und Panofsky [93] dargestellt werden. Jüngere Untersuchungen von Simley und Pao in [94] zeigen jedoch, dass insbesondere das Modell von Kristensen die Realität nicht gut wiederzugeben scheint, sondern diese unterschätzt. In der aktuellen LiDAR-Forschung [87,95] wird häufig das einfache exponentielle Modell verwendet. Die quadratische Kohärenz zwischen zwei Punkten mit der Distanz d in longitudinaler Richtung ergibt sich zu:

$$K_u^2(d, f) = \exp\left(-\alpha \frac{2\pi f}{\bar{v}_u} d\right). \quad (3.7)$$

Der longitudinale Abklingparameter α wird von Schlipf et al. in [96] anhand von Messungen zu ungefähr 0.2 bestimmt.

Die Häufigkeitsverteilung

Langzeitige Schwankungen der Windgeschwindigkeit lassen sich mithilfe einer Häufigkeitsverteilung beschreiben. Üblicherweise werden dazu die 10-Minuten-Mittelwerte eines Jahres klassenweise sortiert, aufsummiert und das so entstehende Histogramm mit einer Weibull-Häufigkeitsdichtefunktion f_{WB} mathematisch angenähert:

$$f_{WB}(\bar{v}_u) = k_{WB} \frac{\bar{v}_u^{k_{WB}-1}}{c_{WB}^{k_{WB}}} \exp\left(-\left(\frac{\bar{v}_u}{c_{WB}}\right)^{k_{WB}}\right). \quad (3.8)$$

Dabei sind k_{WB} und c_{WB} der Form- und der Skalierungsfaktor. Für den Sonderfall $k_{WB} = 2$ vereinfacht sich die Weibull- auf die Rayleigh-Verteilung f_R , welche mit

$$c_{WB} = \bar{v}_u \frac{2}{\sqrt{\pi}} \quad (3.9)$$

lediglich von der mittleren Windgeschwindigkeit über z. B. ein Jahr abhängt. Liegt neben der Häufigkeitsverteilung eines Standortes die Leistungskurve einer WEA vor, lässt sich damit der zu erwartende Energieertrag abschätzen.

Klassifizierung von Standorten

Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und die Turbulenzintensität sind ausschlaggebend für die Belastung einer WEA und dienen daher als Kriterien zur Klassifizierung von Standorten und Anlagentypen. Ausgehend von der Rayleigh-Verteilung unterscheidet die

Norm IEC 614001-1 [30], wie in Tabelle 3.1 aufgelistet und in Abbildung 3.2 visualisiert, zwischen je drei Klassen für die mittlere Windgeschwindigkeit und die Turbulenzintensität.

Tabelle 3.1: Kriterien der IEC Windklassen.

Windklasse		I	II	III
\bar{v}_u	in m/s	10	8,5	7,5
A	TI_{ref}	0,16		
B	TI_{ref}	0,14		
C	TI_{ref}	0,12		

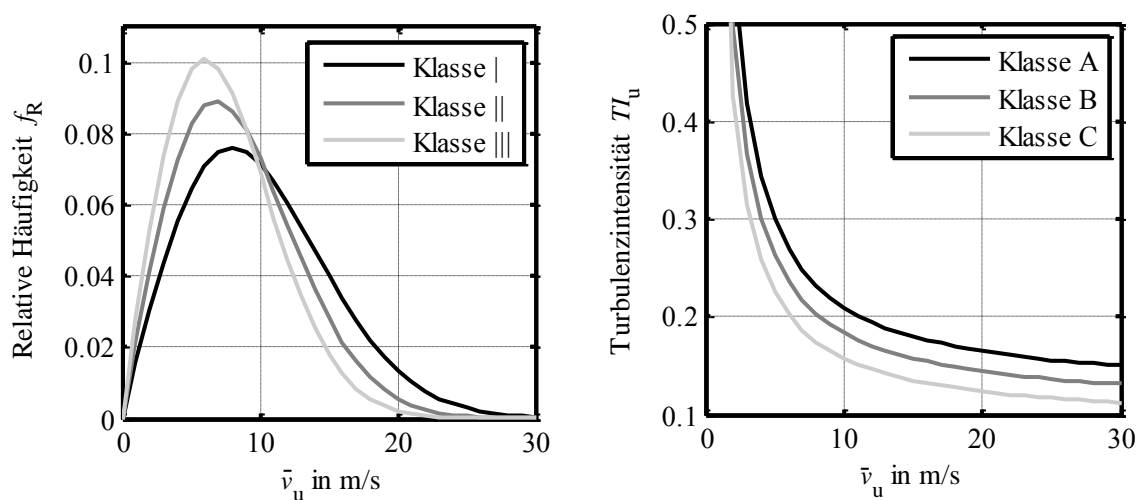


Abbildung 3.2: Die Häufigkeitsverteilung und die Turbulenzintensität für die unterschiedlichen IEC Windklassen.

3.1.3 Simulation des Windes

Üblicherweise verwendet die aeroelastische Simulation einer WEA vorab erzeugte Windfelder. Gemäß Turbulenzmodell und Windprofil werden diese für unterschiedliche mittlere Windgeschwindigkeiten generiert und decken je ein Zeitintervall von 10 Minuten ab. Die Windfelder bestehen aus Zeitreihen dreidimensionaler Windvektoren an jedem Punkt eines zweidimensionalen Gitters, welches auf die Nabe der Anlage zentriert ist, siehe Abbildung 3.3. Zwischen den (Zeit-) Punkten wird interpoliert.

In dieser Arbeit werden größtenteils mittels „Vindsim“ generierte Windfelder zur aeroelastischen Simulation mit „Flex5“ verwendeten. Sowohl „Vindsim“ als auch „Flex5“ wurden ursprünglich von Stig Øye an der DTU erstellt und in der hier genutzten Version von der Firma Senvion weiterentwickelt. Im Gegensatz zur weitverbreiteten Software „TurbSim“ [97] werden mit „Vindsim“ genau genommen keine Windfelder, sondern Turbulenzfelder für eine bestimmte mittlere Windgeschwindigkeit erzeugt. Bei Aufruf in „Flex5“ werden die turbulenten Anteile

\mathbf{v}_{turb} der Windvektoren bezüglich der Turbulenzintensität skaliert. Die Windvektoren des Feldes ergeben sich als Überlagerung mit der mittleren Windgeschwindigkeit und den deterministischen Anteilen wie dem Windprofil, der mittleren horizontalen und der mittleren vertikalen Schräganströmung. Die horizontale Schräganströmung, häufig nur als Schräganströmung bezeichnet, wird durch den Winkel $\bar{\gamma}_h$, die vertikale Schräganströmung oder Aufwärtsströmung durch den Winkel $\bar{\gamma}_v$ beschrieben. Die vertikale Schräganströmung ist in der Regel sehr gering, sodass deren Einfluss in der longitudinalen und lateralen Windkomponente vernachlässigt wird.

Das Inertialsystem liegt, wie in Abbildung 3.3 skizziert, in der Rotorebene mit Ursprung in der Nabe und wird mit dem Index I gekennzeichnet. Ein Windvektor in einem Punkt der Rotorebene mit den Koordinaten $[0, y_I, z_I]^T$ ergibt sich damit wie folgt:

$$\begin{aligned} & \begin{bmatrix} v_u(y_I, z_I, t, \bar{v}_u, \alpha_h, z_{\text{ref}}, \bar{\gamma}_h, TI_u) \\ v_v(y_I, z_I, t, \bar{v}_u, \alpha_h, z_{\text{ref}}, \bar{\gamma}_h, TI_v) \\ v_w(y_I, z_I, t, \bar{v}_u, \alpha_h, z_{\text{ref}}, \bar{\gamma}_v, TI_w) \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} \bar{v}_u \left(\frac{z_I + z_{\text{ref}}}{z_{\text{ref}}} \right)^{\alpha_h} \cos(\bar{\gamma}_h) + v_{u,\text{turb}}(y_I, z_I, t, \bar{v}_u) TI_u \\ \bar{v}_u \left(\frac{z_I + z_{\text{ref}}}{z_{\text{ref}}} \right)^{\alpha_h} \sin(\bar{\gamma}_h) + v_{v,\text{turb}}(y_I, z_I, t, \bar{v}_u) TI_v \\ \bar{v}_u \left(\frac{z_I + z_{\text{ref}}}{z_{\text{ref}}} \right)^{\alpha_h} \tan(\bar{\gamma}_v) + v_{w,\text{turb}}(y_I, z_I, t, \bar{v}_u) TI_w \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (3.10)$$

Die Verwendung skalierbarer Turbulenzfelder reduziert die Menge der benötigten Felder für eine vollständige Lastsimulation enorm. Der Einfachheit halber werden alle deterministischen Anteile nur auf die mittlere Windgeschwindigkeit bezogen, siehe (3.10). Der turbulente Anteil des Windes bei mittlerer horizontaler oder vertikaler Schräganströmung unterscheidet sich nicht von dem ohne. Anders ausgedrückt, wird das Turbulenzfeld bei Schräganströmung nicht geneigt.¹⁵

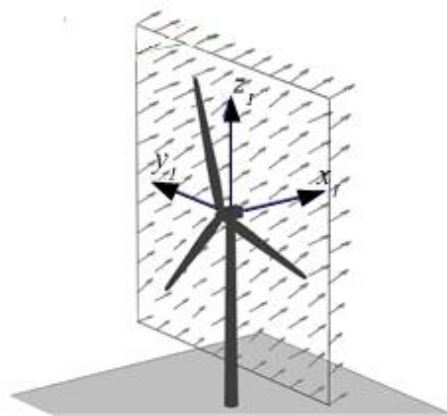


Abbildung 3.3: Das zweidimensionale Windfeld für die aeroelastische Simulation, bestehend aus dreidimensionalen zeitvarianten Windvektoren an einem auf die Nabe zentrierten Gitter nach [97].

¹⁵ Dies entspricht der ursprünglichen, in dieser Arbeit verwendeten Implementierung in „Flex5“. Alternativ ist mittlerweile eine Neigung des Turbulenzfeldes möglich.

Wird die Anströmung der WEA, beispielsweise durch den Nachlauf einer anderen Anlage, stark gestört, ist es für bestimmte Untersuchungen nicht möglich, das Windfeld mithilfe von spektralen Modellen adäquat abzubilden. Zwar lässt sich die Mehrbelastung der Anlage gemäß IEC 614001-1 [30] nach dem Modell von Sten Frandsen [98] durch eine erhöhte Turbulenzintensität darstellen. Die Qualität der Störung in Form eines hin- und herwandernden Geschwindigkeitsdefizits lässt sich so jedoch nicht erfassen und damit auch dessen Einfluss auf eine Einzelblattverstellung schlecht abschätzen. Für Simulationen im Nachlauf werden die Windfelder daher mit einem *dynamic wake meandering* (DWM) Modell der Firma Senvion [99,100] generiert. In das Modell fließen Informationen über die genaue Position der Anlagen zueinander, Rotordurchmesser, Turmhöhe und Regelungskonzept der abschattenden Anlage ein. Die aufwendig erzeugten Felder sind damit sehr spezifisch.

3.2 Das komplexe Anlagenmodell

Zur Validierung der zu entwickelnden Regelungskonzepte wird die WEA mit einem aeroelastischen Simulationsprogramm simuliert. Der Terminus *aeroelastisch* impliziert die Berücksichtigung aerodynamischer Lasten und elastischer Deformation der Struktur mit einem gewissen Maß an Wechselbeziehungen zueinander. In dieser Arbeit wird das von Stig Øye an der DTU erstellte und von der Firma Senvion weiterentwickelte Programm „Flex5“ verwendet. „Flex5“ ist ausführlich validiert und wird für Zertifizierungen eingesetzt.

Dieser Abschnitt soll einen kurzen Überblick über die Ansätze zur Modellierung der Aerodynamik und der Struktur, welche zur Simulation der WEA kombiniert werden, geben.

3.2.1 Grundlagen der aerodynamischen Modellierung

Zur Modellierung der Aerodynamik verwendet „Flex5“, wie die meisten aeroelastischen Simulationsprogramme, die *blade element momentum* (BEM) Theorie. Die BEM-Theorie kombiniert die Blattelemente Theorie mit der Impulstheorie, engl. *momentum theory*. Beide liefern Gleichungen für das antreibende Moment und die Schubkraft, welche analytisch nicht gelöst werden können. Die Kombination ermöglicht eine iterative Lösung der sogenannten Induktion, der Verzögerung der Strömung in der Rotorebene.

Die Blattelemente Theorie geht von einer Unterteilung des Blattes in kleine, voneinander unabhängige Elemente der Breite b_B aus und vernachlässigt so die Ströme in Achsrichtung der Blätter. Die angreifenden Auftriebs- und Widerstandskräfte F_A und F_W werden, wie in Abbildung 3.4 (links) skizziert, auf Basis der lokalen Anströmungsverhältnisse berechnet.

Durch die Entnahme kinetischer Energie durch die Anlage nimmt die Windgeschwindigkeit entlang der Stromröhre durch den Rotor ab und es kommt zu einem sprungförmigen Druckverlust Δp in der Rotorebene. Die Impulstheorie betrachtet diese Stromröhre und unterteilt sie in

Ringsegmente, siehe Abbildung 3.4 (rechts). Unter Berücksichtigung der Bernoulli-Gleichung zur Energiebilanz und des Froude-Rankine Theorems zur Geschwindigkeitsverteilung beschreibt sie Schubkraft und antreibendes Moment pro Segment in Abhängigkeit von der Induktion. Durch Kombination beider Theorien lassen sich die Gleichungen für jedes Blattelement bzw. Ringsegment iterativ lösen. Um die resultierenden Kräfte und Momente zu erhalten, erfolgt eine Summation der Einzelgrößen. Die zugrunde liegenden Gleichungen und der iterative Prozess werden ausführlich in Abschnitt 4.5 im Rahmen des Entwurfsmodells zur Einzelblattvorsteuerung beschrieben.

Um mit diesem verhältnismäßig einfachen Ansatz realistische Ergebnisse zu erzielen, gibt es zahlreiche Korrekturen und Erweiterungen des BEM-Ansatzes. „Flex5” berücksichtigt Blattspitzenverluste, die Korrektur des Induktionsfaktors bei hoher Induktion, die Neigung des Nachlaufs bei Schräganströmung, dynamische Einstromung sowie dynamischen Strömungsabriss, ähnlich wie von Hansen in [101] erläutert.

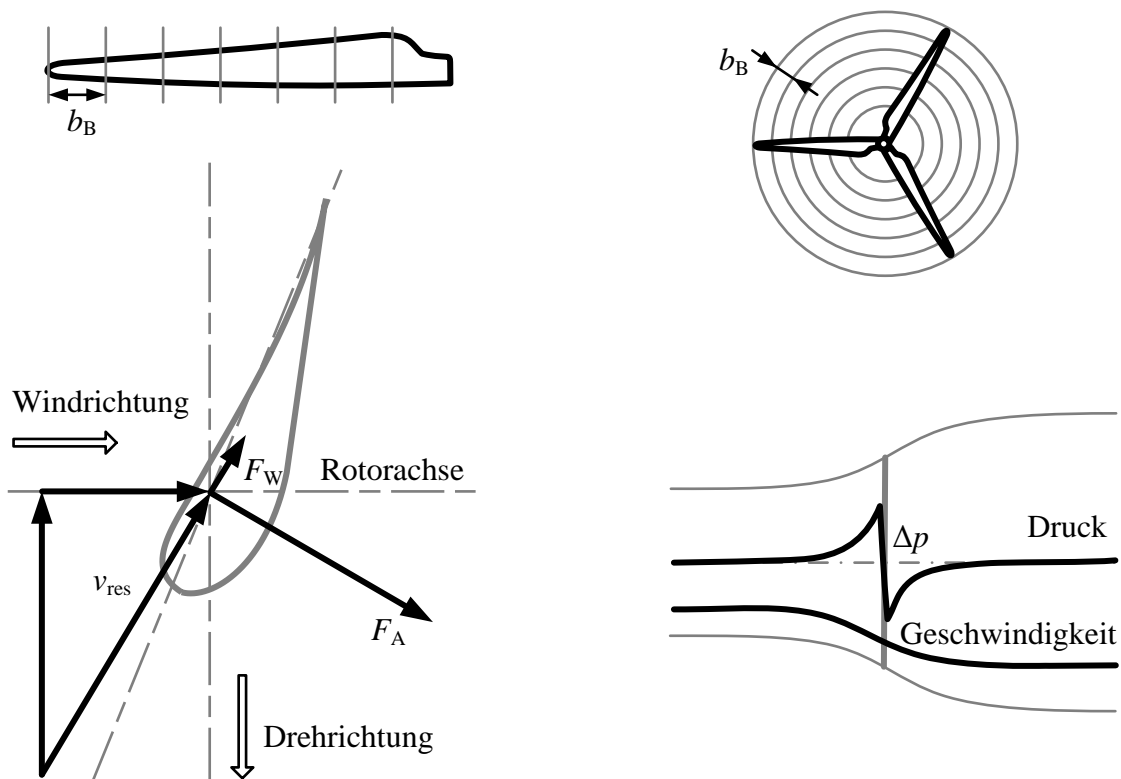


Abbildung 3.4: Die Grundlagen der Blade Element Momentum Theorie. Links: Die Blattelemente Theorie zur Berechnung der Kräfte pro Blattelement basierend auf den Anströmverhältnissen. Rechts: Die Impulstheorie zur Berechnung der Kräfte pro Ringsegment basierend auf der Energiebilanz.

Die berechneten aerodynamischen Kräfte und Momente stellen Eingangsgrößen des strukturdynamischen Modells dar, welches wiederum die Bewegungen und Verformungen der Bauteile an das aerodynamische Modell übergibt.

3.2.2 Grundlagen der strukturdynamischen Modellierung

Die Strukturdynamik für örtlich verteilte Systeme kann grundsätzlich auf Basis zweier Ansätze, der Finiten-Elemente-Methode (FEM) oder der Modalanalyse, modelliert werden. Für WEA wird häufig – wie auch in „Flex5” – ein modales Modell mit einer begrenzten Anzahl von Freiheitsgraden verwendet, da dieses im Vergleich zu einem FEM-Modell eine geringe Rechenzeit benötigt.

Um das modale Modell zu erstellen wird die WEA in einzelne Komponenten zerlegt und diese zunächst getrennt voneinander betrachtet. Ein Teil der Komponenten werden als starre Körper betrachtet, die Hauptkomponenten Turm und Blätter als flexible Biegebalken. Mithilfe einer Finite-Elemente-Analyse werden die Biegebalken in Abschnitte mit konstanten Struktureigenschaften wie Masse, Steifigkeit und Trägheit segmentiert und die Struktureigenschaften pro Segment bestimmt. Diese Größen stellen die Eingangsdaten für „Flex5” dar. In einem Vorverarbeitungsschritt erfolgt die Identifikation dominanter Moden der ausgewählten Turbinenkonstellation mittels Eigenanalyse. Damit liegen die Eigenformen u_{EF} , in Abbildung 3.5 beispielhaft für den 1. und 2. Mode eines Blattes in Schlagrichtung dargestellt, die Eigenfrequenzen f_0 und die logarithmischen Dekremente λ der Biegebalken für die Simulation vor.

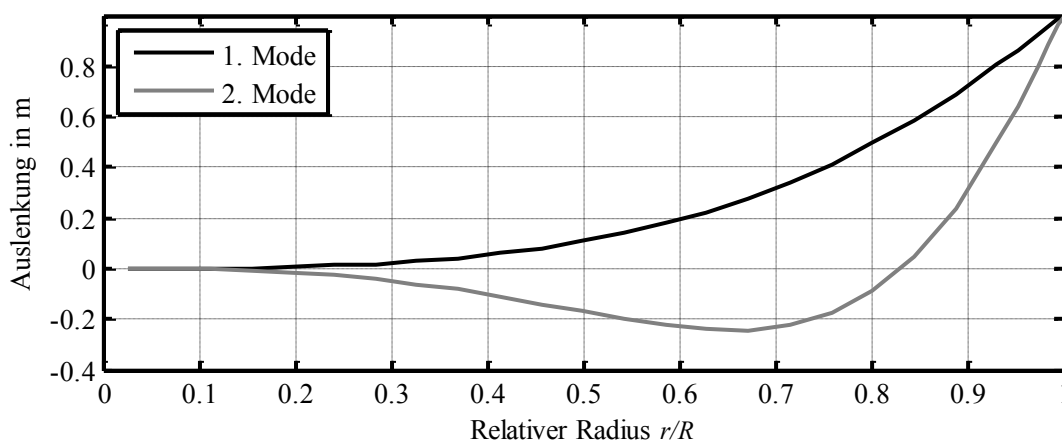


Abbildung 3.5: Beispielfhafte Darstellung der ersten beiden Eigenformen eines Blattes in Schlagrichtung mit einer normierten Auslenkung an der Blattspitze von 1 m.

Für Turm und Blätter werden – wie allgemein üblich – nur die ersten beiden Moden pro Bewegungsrichtung berücksichtigt. Damit reduziert sich die Rechenzeit erheblich, zudem haben höhere Moden nur geringen Einfluss. Generell wird eine geringe Verformung vorausgesetzt, da der modale Ansatz von linearen Biegebalken ausgeht. Die resultierende Verformung eines Biegebalkens ergibt sich als lineare Superposition aller berücksichtigten Eigenformen.

Die Bewegungsgleichung eines Biegebalkens mit j berücksichtigten Moden für die generalisierten¹⁶ Koordinaten \mathbf{p} lautet:

¹⁶ Die generalisierten Größen entsprechen hier den modalen, da die Bewegungen orthogonal zueinander erfolgen.

$$\tilde{\mathbf{M}}\ddot{\mathbf{p}} + \tilde{\mathbf{D}}\dot{\mathbf{p}} + \tilde{\mathbf{K}}\mathbf{p} = \tilde{\mathbf{f}} \text{ mit}$$

$$\tilde{\mathbf{M}} = \begin{bmatrix} \tilde{m}_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \tilde{m}_j \end{bmatrix}, \tilde{\mathbf{D}} = \begin{bmatrix} \tilde{d}_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \tilde{d}_j \end{bmatrix}, \tilde{\mathbf{K}} = \begin{bmatrix} \tilde{k}_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \tilde{k}_j \end{bmatrix} \text{ und } \tilde{\mathbf{f}} = \begin{bmatrix} \tilde{f}_1 \\ \vdots \\ \tilde{f}_j \end{bmatrix}. \quad (3.11)$$

$\tilde{\mathbf{M}}$, $\tilde{\mathbf{D}}$, $\tilde{\mathbf{K}}$ und $\tilde{\mathbf{f}}$ stellen die generalisierten Massen-, Dämpfungs- und Steifigkeitsmatrizen sowie den Erregervektor dar. Eine diskrete Integration der mittels Eigenform gewichteten verteilten Masse m_i bzw. Kraft f_i pro Segment über alle n Segmente ergibt die generalisierte bzw. modale Masse \tilde{m}_j und Kraft \tilde{f}_j . Die Dämpfung \tilde{d}_j und die Steifigkeit \tilde{k}_j lassen sich aus der generalisierten Masse und den Ergebnissen der Eigenanalyse berechnen, vergleiche Hansen [101]:

$$\begin{aligned} \tilde{m}_j &= \sum_{i=1}^n m_i u_{\text{EF},j}^2(x_i), \\ \tilde{d}_j &= 2f_{0,j} \tilde{m}_j \Lambda_j, \\ \tilde{k}_j &= (2\pi f_{0,j})^2 \tilde{m}_j, \\ \tilde{f}_j &= \sum_{i=1}^n f_i u_{\text{EF},j}(x_i). \end{aligned} \quad (3.12)$$

Die generalisierte Kraft \tilde{f}_j beispielsweise eines Blattes ergibt sich damit im Wesentlichen aus den pro Segment berechneten aerodynamischen Kräften in Richtung der Bewegung. f_i ist dabei von der Zeit, der Position und der Geschwindigkeit abhängig.

Das Anlagenmodell in „Flex5“ kann insgesamt 28 Freiheitsgrade (FG) berücksichtigen:

- Fundament: Auslenkung in drei Richtungen, Rotation um 3 Achsen (6 FG)
- Turm: Auslenkung in longitudinaler und lateraler Richtung 1. & 2. Mode, Torsion (5 FG)
- Triebstrang: Auslenkung longitudinal und lateral, Torsion, Rotation (4 FG)
- Blätter: Auslenkung in Schlag- und Schwenkrichtung 1. & 2. Mode pro Blatt (12 FG)
- Gondelneigung (1 FG).

Sämtliche Bewegungsgleichungen werden für die zuvor definierten generalisierten Koordinaten formuliert. Mit den generalisierten Koordinaten lassen sich die Positionen aller relevanten Punkte der Struktur berechnen. Aufgrund der Rotation ist der Zusammenhang von generalisierten Koordinaten und Positionskoordinaten jedoch stark nichtlinear. Die Bewegungsgleichungen werden mit einem expliziten Runge-Kutta-Nyström-Verfahren, wie von Hansen in [101] beschrieben, gelöst.

3.3 Die LiDAR-Messkette

Bei LiDAR, engl. *light detection and ranging*, handelt es sich analog zu RaDAR, engl. *radio detection and ranging*, um eine Technik zur Fernerkundung. Die Reflexion des ausgestrahlten Lichtes an Objekten ermöglicht die Beobachtung unterschiedlicher Größen wie der Entfernung zum oder die Geschwindigkeit des Objektes. In der Windbranche werden LiDAR-Systeme seit Anfang des Jahrtausends zur Messung der Windgeschwindigkeit eingesetzt. Die wenigen kommerziellen Geräte sind bodenbasiert und damit geeignet, den Messmast zu ersetzen. Für die aufkommende Erforschung der LiDAR-basierten Regelung von WEA wurden in den letzten Jahren bodenbasierte Geräte für die gondel- oder nabenbasierte Nutzung von Forschungsinstituten umgebaut¹⁷ oder erste Prototypen eingesetzt. Aussichtsreich für eine Einzelblattvorsteuerung erschienen während der Laufzeit des Forschungsprojektes „3I Blade Control“ folgende mögliche Prototypen: ein „Wind Iris“ als 5-Strahl-System der Firma Avent Lidar Technology, ein „Control Zephir“ der Firma Natural Power und ein „WindVektor 100 +“ der Firma WindVektor. Während das „Wind Iris“ einen pulsierenden Laser einsetzt, verwenden das „Control Zephir“ und das „WindVektor 100 +“ einen kontinuierlichen. Alle drei genannten Systeme nutzen einen kohärenten Laser und Infrarotstrahlen, die von Aerosolen reflektiert werden.

In dem folgenden Abschnitt wird zunächst das Messprinzip dieser kohärenten LiDAR erläutert. Da die Standard-Simulationsumgebung für diese Arbeit um ein Modell der LiDAR-Messkette erweitert werden muss, folgt die Modellierung und Anbindung der LiDAR-Messung. Um die LiDAR-Messdaten für die Vorsteuerung nutzen zu können, müssen die Messdaten weiterverarbeitet werden. Eine zentrale Aufgabe entfällt dabei auf die Rekonstruktion charakteristischer Windfeldvariablen aus LiDAR-Messdaten. Abschließend erfolgt die Konstruktion des Windfeldes in der Rotorebene, wobei die Größen zur Elimination nichtkorrelierter Frequenzen tiefpassgefiltert werden müssen. Das sogenannte „Korrelationsmodell“, ein Hilfsmittel zur Auslegung dieses Filters und Optimierung der LiDAR-Messkonfiguration, um den Anteil nichtkorrelierter Anteile möglichst gering zu halten, wird knapp beschrieben.

3.3.1 Das Messprinzip

LiDAR-Systeme mit kohärentem Laser nutzen den Doppler-Effekt zur Bestimmung der Windgeschwindigkeit. Das ausgestrahlte Licht wird an den Aerosolen rückgestreut, wobei die Bewegung der Aerosole entlang des Lichtstrahls zu einer Änderung der Frequenz des Lichtes führt. Wie in Abbildung 3.6 skizziert, erfolgt ein Vergleich der Frequenzen des ausgestrahlten und des rückgestreuten Lichtes zur Bestimmung der Frequenzverschiebung.

¹⁷ Das SWE nutzt einen „Windcube WLS-7“ der Firma Leosphere in Kombination mit einem selbst entwickelten Scanner zur Ablenkung des einen Laserstrahls [102].

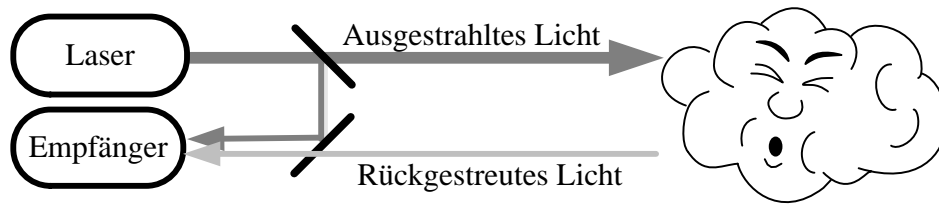


Abbildung 3.6: Das Messprinzip eines LiDAR-Systems mit kohärentem Laser.

Aus der Frequenzverschiebung Δf und der Wellenlänge des ausgesendeten Lichtes λ_L lässt sich die Windgeschwindigkeit v_{los} in Richtung des Lichtstrahles, engl. *line-of-sight*, bestimmen:

$$v_{\text{los}} = \frac{\lambda_L \Delta f}{2}. \quad (3.13)$$

Bei den gemessenen Windgeschwindigkeiten handelt es sich – im Gegensatz zu der Punktmessung mit einem Anemometer – um einen Mittelwert innerhalb eines bestimmten Volumens. Die Größe des Volumens hängt von der Art des LiDAR-Systems ab. Kontinuierliche Systeme fokussieren den Laser auf eine bestimmte Messdistanz. Das Licht wird jedoch nicht nur von Aerosolen im Fokus, sondern entlang des gesamten Messstrahls mit unterschiedlicher Intensität zurückgeworfen. Die Größe des relevanten Bereichs nimmt mit der Messdistanz zu.

Gepulste Systeme senden kurze Lichtimpulse aus und beleuchten damit immer nur einen Abschnitt in Strahlrichtung, wobei sich der Abschnitt mit Lichtgeschwindigkeit vom Laser entfernt. Licht kann nur aus dem jeweiligen beleuchteten Abschnitt zurückgestreut werden. Der Zeitverzug zwischen Beginn des Impulses und dem Empfang des rückgestreuten Lichtes lässt auf die Distanz des Abschnittes schließen. Eine hochpräzise zeitliche Trennung des rückgestreuten Signals ermöglicht die quasi zeitgleiche Geschwindigkeitsmessung in mehreren Distanzen. Das Messvolumen hängt von der Pulslänge ab und ist unabhängig von der Messdistanz.

3.3.2 Modellierung des Windes zur Simulation der LiDAR-Messung

Die in Abschnitt 3.1.3 vorgestellten zeitvarianten Wind- bzw. Turbulenzfelder bilden die Windverhältnisse in einer Ebene, z. B. am Rotor, korrekt ab und eignen sich damit für die aeroelastische Simulation. Für die LiDAR-Simulation hingegen werden zeitvariante Windfelder weit vor dem Rotor inklusive einer räumlichen Ausdehnung zur Abbildung der Volumenmessung benötigt. Um die Windevolution sowohl innerhalb des Messvolumens als auch insbesondere von der Messung bis zum Rotor berücksichtigen zu können, wären realistische dreidimensionale zeitvariante Windfelder wünschenswert. Diese können prinzipiell mittels CFD-Simulation, engl. *computational fluid dynamics* (CFD), erzeugt und mit „Flex5“ kombiniert werden, siehe [103,104]. Die Simulationen sind rechnerisch jedoch immer noch extrem aufwendig und werden bisher vornehmlich als Grobstruktur-Simulation, engl. *large eddy simulation* (LES), für eine sehr präzise Abbildung von Nachlaufsituationen eingesetzt.

In dieser Arbeit wird daher ein verbreiteter einfacher Ansatz von Harris et al. in [105] verwendet, um Windgeschwindigkeitsvektoren für die LiDAR-Messung bereitzustellen: Das bekannte zweidimensionale zeitvariante Windfeld in Abbildung 3.7 (links) lässt sich als zeitinvariantes dreidimensionales Windfeld in Abbildung 3.7 (rechts) interpretieren, welches mit der mittleren Windgeschwindigkeit \bar{v}_u entlang der positiven x-Achse durch die Rotorebene hindurchwandert. Diese Zuordnung basiert auf Taylors *frozen turbulence hypothesis* [106], wonach sich das Windfeld entlang seines Weges nicht ändert, die Turbulenzen also eingefroren sind. Die Windgeschwindigkeitsvektoren mit einer Entfernung Δx vom Rotor treffen damit nach einer Zeitdifferenz von $\Delta t = \Delta x / \bar{v}_u$ am Rotor an. So kann dasselbe Windfeld, ausgelesen zu unterschiedlichen Zeitpunkten, für die aeroelastische und die LiDAR-Simulation verwendet werden.

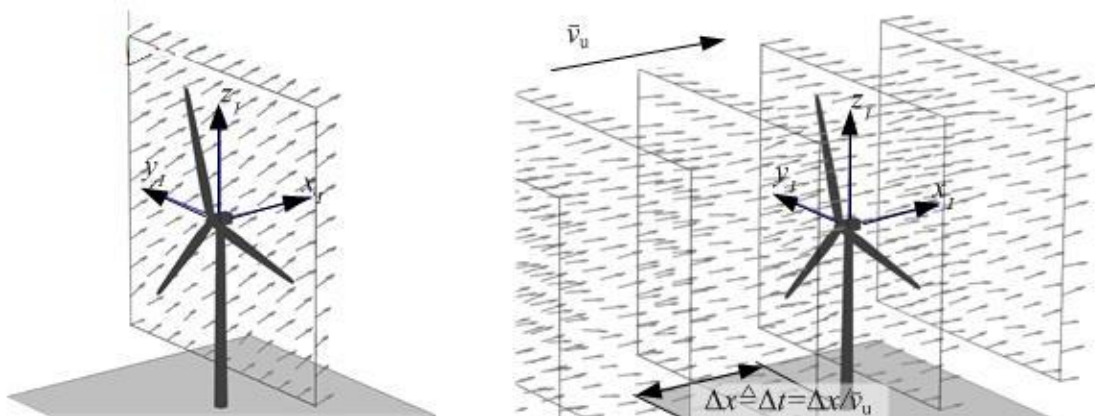


Abbildung 3.7: Das Windfeld für die aeroelastische Simulation [97]. Links: Zweidimensionales Windfeld bestehend aus dreidimensionalen zeitvarianten Windvektoren an einem feststehenden Gitter. Rechts: Interpretation als dreidimensionales Windfeld, welches mit mittlerer Windgeschwindigkeit durch die Rotorebenen hindurchwandert.

Bei Schräganströmung wird der Einfachheit halber ebenfalls mit den bestehenden, etwas mehr als rotorgroßen Wind- bzw. Turbulenzfeldern gearbeitet. Auch unter diesen Strömungsbedingungen wird von einem entlang der x-Achse durch die Rotorebene wandernden Windfeld ausgegangen und dieses vor der Anlage abgetastet. Damit erfasst das LiDAR-Gerät trotz Schräganströmung stets jenes Windfeld, welches in der Simulation an der Anlage ankommt. In der Realität würde das gemessene Windfeld vor der Anlage schräg am Rotor vorbeiströmen. Die Simulationsergebnisse überschätzen daher den Einfluss einer LiDAR-basierten Vorsteuerung bei Schräganströmung. Dennoch ist dieses Vorgehen ausreichend, um erste Methoden zur Windfeldrekonstruktion und Vorsteuerungen zu untersuchen.

Es gibt Ansätze, die Windevolution auch bei der Verwendung dieser zweidimensionalen Windfelder zu berücksichtigen. Beispielsweise schlägt Bossanyi in [107] vor, die Windvektoren in der Messebene basierend auf dem Windfeld der aeroelastischen Simulation und dem Modell der Windevolution nach Kristensen [92] online zu berechnen. Von dieser oder anderen Methoden wird in dieser Arbeit jedoch kein Gebrauch gemacht: Wie später in Abschnitt 3.3.4 erläutert, erfordert die LiDAR-basierte Vorsteuerung eine Tiefpassfilterung der Messdaten. So wird unterschiedlichen Effekten wie der Windevolution und dem Tiefpassverhalten des Rotors Rechnung getragen. Frequenzanteile, welche hauptsächlich von der Windevolution betroffen sind, werden

dadurch stark reduziert. Eine Manipulation der Windgeschwindigkeitsvektoren für die LiDAR-Messung würde sich im Reglereingang daher kaum niederschlagen. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass aktuell keine guten Modelle für die Abbildung der Windevolution vorhanden sind bzw. gängige Modelle die Realität nicht gut wiedergeben (vergleiche Abschnitt 3.1.2), scheint es während der Forschung für diese Arbeit nicht sinnvoll, einen solchen Ansatz umzusetzen und den Effekt anschließend durch eine entsprechende Filterung wieder zu egalisieren. Eine Simulation auf Basis der *frozen turbulence hypothesis* mit anschließender Tiefpassfilterung wird in dieser Arbeit als hinreichend genau erachtet.

3.3.3 Modellierung des LiDAR-Systems

In diesem Abschnitt erfolgt zunächst die Definition der relevanten Koordinatensysteme und die Festlegung der Mess- bzw. Fokuspunkte. Abschließend werden Modelle für eine ideale Punkt- und eine realistischere Volumenmessung vorgestellt.

Das Koordinatensystem und die Beschreibung der Messpunkte

Die Modellierung der LiDAR-Messung erfolgt, wie in Abbildung 3.8 skizziert, in den Koordinatensystemen des LiDAR-Systems mit dem Index \mathcal{LS} und der LiDAR-Fokuspunkte mit dem Index \mathcal{LF} .

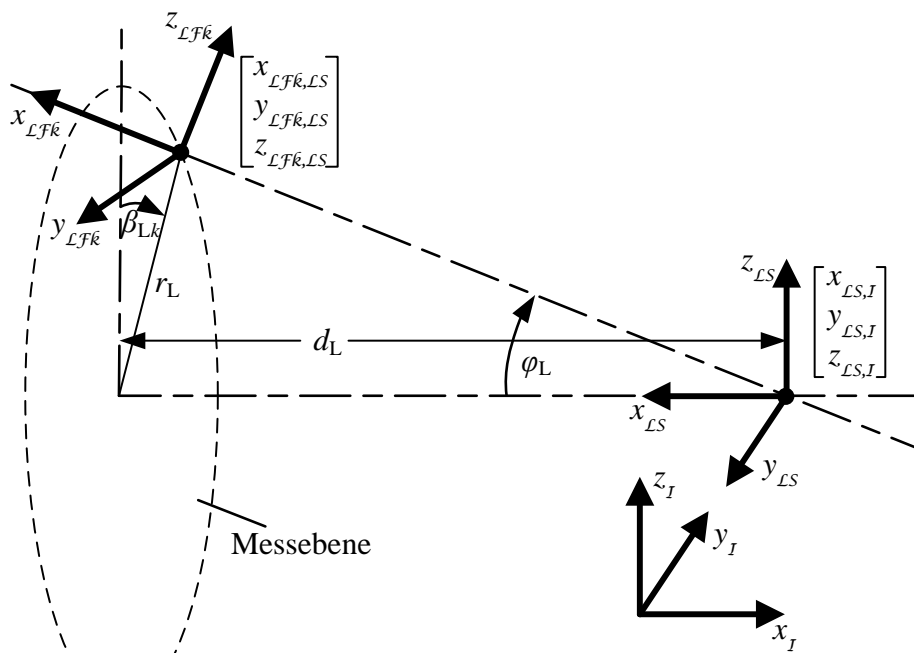


Abbildung 3.8: Die Koordinatensysteme und Abmessungen zur Modellierung der LiDAR-Messung.

Das LiDAR-System kann an einem beliebigen Punkt auf der Gondel oder in der Nabe installiert werden, welcher im Inertialsystem mit $[x_{LS,I} \ y_{LS,I} \ z_{LS,I}]^T$ beschrieben wird. Eine Neigung des LiDAR-Systems gegenüber dem Inertialsystem wird nicht berücksichtigt, sodass folgende Transformation ins Inertialsystem gilt:

$$\begin{bmatrix} x_{i,I} \\ y_{i,I} \\ z_{i,I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{\mathcal{L}S,I} \\ y_{\mathcal{L}S,I} \\ z_{\mathcal{L}S,I} \end{bmatrix} + \mathbf{T}_{z180} \begin{bmatrix} x_{i,\mathcal{L}S} \\ y_{i,\mathcal{L}S} \\ z_{i,\mathcal{L}S} \end{bmatrix} \quad \text{mit } \mathbf{T}_{z180} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (3.14)$$

Es wird von einer kreisförmigen Anordnung der Messpunkte bzw. präziser der Fokuspunkte einer Volumenmessung ausgegangen. Die Fokuspunkte werden im $\mathcal{L}S$ -Koordinatensystem durch Vorgabe der Fokusdistanz d_L , des Öffnungswinkels des LiDAR-Gerätes φ_L , der Anzahl n_L der gleichmäßig auf dem Kreis verteilten Fokuspunkte und des Winkels $\Delta\beta_L$, der den Versatz der Fokuspunkte gegenüber der 12 Uhr Position angibt, festgelegt. Mit dem Hilfswinkel

$$\beta_{Lk} = \frac{360(k-1)}{n_L} + \Delta\beta_L \quad (3.15)$$

ergibt sich die Position des Fokuspunktes k zu:

$$\begin{bmatrix} x_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S} \\ y_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S} \\ z_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_L \\ r_L \sin \beta_{L,k} \\ r_L \cos \beta_{L,k} \end{bmatrix} \quad \text{mit } r_L = d_L \tan \varphi_L. \quad (3.16)$$

Das dazugehörige Koordinatensystem ist um die x -Achse mit dem Winkel β_{Lk} und um die y -Achse mit dem Winkel φ_L gegenüber dem LiDAR-Sensorsystem geneigt. Die Koordinaten eines Punktes i im Koordinatensystem des Fokuspunktes k werden wie folgt im Inertialsystem beschrieben:

$$\begin{bmatrix} x_{ik,I} \\ y_{ik,I} \\ z_{ik,I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{\mathcal{L}S,I} \\ y_{\mathcal{L}S,I} \\ z_{\mathcal{L}S,I} \end{bmatrix} + \mathbf{T}_{z180} \left[\begin{bmatrix} x_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S} \\ y_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S} \\ z_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S} \end{bmatrix} + \mathbf{T}_{xk} \mathbf{T}_y \begin{bmatrix} x_{i,\mathcal{L}\mathcal{F}k} \\ y_{i,\mathcal{L}\mathcal{F}k} \\ z_{i,\mathcal{L}\mathcal{F}k} \end{bmatrix} \right] \quad \text{mit}$$

$$\mathbf{T}_{xk} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(-\beta_{Lk}) & -\sin(-\beta_{Lk}) \\ 0 & \sin(-\beta_{Lk}) & \cos(-\beta_{Lk}) \end{bmatrix}, \quad (3.17)$$

$$\mathbf{T}_y = \begin{bmatrix} \cos(-\varphi_L) & 0 & \sin(-\varphi_L) \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin(-\varphi_L) & 0 & \cos(-\varphi_L) \end{bmatrix}.$$

Im Koordinatensystem des Fokuspunktes können nun die einzelnen Elemente der Volumenmessung definiert werden.

Modellierung einer Punkt- und einer Volumenmessung

Das LiDAR-System misst stets die Windgeschwindigkeit v_{los} in Richtung des ausgesendeten Lichtstrahls, engl. *line-of-sight*. Zur Modellierung einer **Punktmessung** muss lediglich der

Windgeschwindigkeitsvektor $[v_{uk,I} \ v_{vk,I} \ v_{wk,I}]^T$ im Fokuspunkt k mit den Koordinaten $[x_{k,I} \ y_{k,I} \ z_{k,I}]^T$ berücksichtigt werden. Aus dem Skalarprodukt des Windgeschwindigkeitsvektors und dem normierten Vektor des rückgestreuten Lichtstrahls

$$\begin{bmatrix} x_{nk,I} \\ y_{nk,I} \\ z_{nk,I} \end{bmatrix} = \frac{1}{l_L} \begin{bmatrix} x_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S} \\ y_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S} \\ z_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S} \end{bmatrix} \text{ mit } l_L = \sqrt{x_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S}^2 + y_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S}^2 + z_{\mathcal{L}\mathcal{F}k,\mathcal{L}S}^2} \quad (3.18)$$

bei einer Entfernung l_L zwischen Fokuspunkt und LiDAR-Sensor berechnet sich die Windgeschwindigkeit mit:

$$v_{\text{los},k} = x_{nk,I} v_{uk,I} + y_{nk,I} v_{vk,I} + z_{nk,I} v_{wk,I}. \quad (3.19)$$

Diese ist positiv definiert, wenn der Wind in Richtung LiDAR-Gerät bläst. Tatsächlich erfolgt, wie bereits in Abschnitt 3.3.1 beschrieben, eine **Volumenmessung**, die sich als gewichtete Integration modellieren lässt:

$$v_{\text{los},k} = \int_{-\infty}^{\infty} (x_{nk,I} v_{uka,I} + y_{nk,I} v_{vka,I} + z_{nk,I} v_{wka,I}) f_L(a_L) da_L. \quad (3.20)$$

Die Gewichtung erfolgt in Strahlrichtung, also entlang der x -Achse des $\mathcal{L}\mathcal{F}k$ -Koordinatensystems. Der Windvektor $[v_{uka,I} \ v_{vka,I} \ v_{wka,I}]^T$ befindet sich damit in Punkt $[a_L \ 0 \ 0]^T$ des $\mathcal{L}\mathcal{F}k$ -Koordinatensystems, wobei a_L den Abstand zum Fokuspunkt darstellt. Die Gewichtungsfunktion $f_L(a_L)$ wird durch eine Normalverteilung mit einer Halbwertsbreite b_L von 30 m angenähert. Diese Funktion wird auch am SWE zur Modellierung pulsierender Systeme verwendet, siehe beispielsweise [108]. Eine transversale Verteilung kann aufgrund des schmalen Strahls vernachlässigt werden.

$$f_L(a_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-\frac{a_L^2}{2\sigma^2}\right) \text{ mit } \sigma = \frac{b_L}{2\sqrt{2\ln 2}} \quad (3.21)$$

Kontinuierliche Systeme werden der Einfachheit halber ebenfalls mit (3.21) abgebildet, wenn gleich eine Cauchy-Lorentz-Verteilung nach Pitter et al. in [109] besser passen würde. Die Standardabweichung wird dabei als Skalierungsfaktor verwendet, um die Gewichtungsfunktion bestmöglich beispielsweise an die vom LiDAR-Hersteller veröffentlichten Gewichtungsfunktionen anzupassen.

Die Abtastung des Windes wird diskret modelliert. In Abbildung 3.9 sind die um Δa_L voneinander entfernten Abtastpunkte innerhalb des dick markierten relevanten Unschärfebereiches im $\mathcal{L}\mathcal{F}k$ -Koordinatensystem skizziert. Fällt ein Abtastpunkt nicht mit einem Gitterpunkt des Windfeldes zusammen, wird der Windgeschwindigkeitsvektor kubisch interpoliert. Untersuchungen der Autorin haben ergeben, dass eine Abtastung in 5 Punkten ausreicht, um die Volumenmessung adäquat abzubinden.

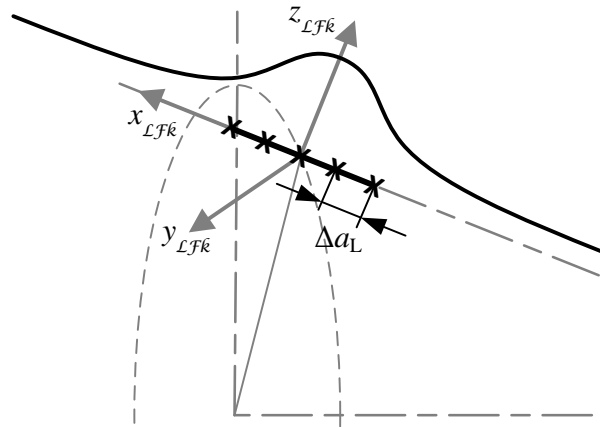


Abbildung 3.9: Der Unschärfebereich der LiDAR-Messung mit diskreten Abtastpositionen für die Modellierung.

Die Simulation erfasst damit die wesentlichen Aspekte der LiDAR-Messung, vernachlässigt jedoch neben Ausfall der Messung oder einer schlechten Datenqualität die Bewegung der Gondel und die Abschattung der Messung durch Blätter. Letztere Vereinfachungen ermöglichen jedoch eine von dem aktuellen Anlagenverhalten unabhängige Simulation, die einfacher implementiert und deren Ergebnisse universeller eingesetzt werden können.

3.3.4 Rekonstruktion des Windfeldes in der Messebene

Für die individuelle Einzelblattvorsteuerung ist die Kenntnis charakteristischer Windfeldvariablen wie der rotoreffektiven mittleren vertikalen und horizontalen Scherung und der Schräganströmung sowie der Windgeschwindigkeit notwendig. Diese Variablen lassen sich prinzipiell aus den dreidimensionalen Windvektoren, engmaschig über die gesamte Rotorfläche verteilt, abschätzen, siehe „Ermittlung der Referenzwerte“ gegen Ende dieses Abschnitts. Diese Informationen kann ein LiDAR-Gerät jedoch nicht bereitstellen: Zum einen ist eine annähernd simultane Messung nur in wenigen Punkten möglich, da entweder die Anzahl der LiDAR-Strahlen bei einem Gerät mit festem Messwinkel oder die Zeit zum Scannen unterschiedlicher Punkte bei einem flexiblen Gerät begrenzt ist. Zum anderen erfolgt keine Punkt- sondern eine Volumenmessung, was für die Bestimmung von Mittelwerten jedoch von Vorteil scheint. Bedeutender ist der Umstand, dass das LiDAR-Gerät nur die Geschwindigkeiten in Strahlrichtung misst und keine Windvektoren zur Verfügung stellt. Es tritt das sogenannte „Zyklopen Dilemma“ auf, siehe Schlipf et al. in [60]: Der einäugige Zyklop kann nicht dreidimensional sehen¹⁸, die Messdaten sind mehrdeutig. Horizontale Windscherung und horizontale Schräganströmung haben denselben Einfluss auf die gemessene Windgeschwindigkeit. Dasselbe gilt analog für die vertikale Windscherung und die vertikale Schräganströmung.

In dieser Arbeit werden daher modellbasierte Rekonstruktionsverfahren verwendet, welche die rotoreffektiven Windfeldvariablen direkt aus den LiDAR-Messdaten ermitteln. Voraussetzung

¹⁸ Zur Ermittlung des Windvektors wäre eine Messung an einem Fokuspunkt mit drei an unterschiedlichen Orten positionierten Geräten nötig.

sind eine ausreichende Anzahl an Messpunkten und vereinfachende Annahmen zur Erstellung der zugrunde liegenden Windfeldmodelle. Diese Modelle beinhalten die zu rekonstruierenden Windfeldvariablen, für welche die bestmögliche Anpassung an die LiDAR-Messdaten berechnet wird. Beide in dieser Arbeit eingesetzten Verfahren, die sogenannte „Statische Windfeldrekonstruktion“ (SWFR) und die sogenannte „Dynamische Windfeldrekonstruktion“ (DWFR), wurden am SWE entwickelt. Die Algorithmen rekonstruieren die rotoreffektive Windgeschwindigkeit v_0 sowie die lineare horizontale und vertikale Scherung δ_h und δ_v . Die lineare Scherung ist als Mittel der Geschwindigkeitsdifferenz zu v_0 bezogen auf den Abstand zum Ursprung des Inertialsystems definiert. Die DWFR konstruiert zusätzlich den horizontalen und vertikalen Schräganströmungswinkel γ_h und γ_v . Beide Verfahren werden im Folgenden nebst der Ermittlung von Referenzwerten vorgestellt und am Ende basierend auf Simulationsergebnissen knapp bewertet.

Statische Windfeldrekonstruktion

Dieses Rekonstruktionsverfahren geht von einem vereinfachten, statischen *Windfeldmodell* nach [60] aus, welches neben der rotoreffektiven Windgeschwindigkeit v_0 auch die lineare horizontale und vertikale Scherung δ_h und δ_v enthält. Vereinfachend wird angenommen, dass keine horizontale oder vertikale Schräganströmung vorliegt, die laterale und die vertikale Windgeschwindigkeitskomponente also null betragen.

$$\begin{bmatrix} v_{ui,I} \\ v_{vi,I} \\ v_{wi,I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_0 + \delta_h y_{i,I} + \delta_v z_{i,I} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Kombiniert mit der reduzierten *LiDAR-Messgleichung* für eine Punktmessung (3.19) ergibt sich für n Fokuspunkte und einem LiDAR-Strahl mit der Fokusslänge l_L das folgende lineare Gleichungssystem:

$$\begin{bmatrix} v_{\text{los},1} \\ \vdots \\ v_{\text{los},n} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{x_1}{l_{L,1}} & \frac{x_1}{l_{L,1}} y_1 & \frac{x_1}{l_{L,1}} z_1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{x_n}{l_{L,n}} & \frac{x_n}{l_{L,n}} y_n & \frac{x_n}{l_{L,n}} z_n \end{bmatrix}}_{\mathbf{A}} \begin{bmatrix} v_0 \\ \delta_h \\ \delta_v \end{bmatrix}. \quad (3.23)$$

Der *Rekonstruktionsalgorithmus* berechnet eine Ausgleichsebene, welche die bestmögliche Anpassung des Modells auf die LiDAR-Messungen für das lineare Gleichungssystem der SWFR darstellt. Für $n = 3$ LiDAR-Messwerte wird die Inverse der Matrix \mathbf{A} verwendet, um die rekonstruierten Windfeldvariablen v_{0L} , δ_{hL} und δ_{vL} zu erhalten:

$$\begin{bmatrix} v_{0L} \\ \delta_{hL} \\ \delta_{vL} \end{bmatrix} = \mathbf{A}^{-1} \begin{bmatrix} v_{\text{los},1} \\ v_{\text{los},2} \\ v_{\text{los},3} \end{bmatrix}. \quad (3.24)$$

Liegen mehr als 3 Messwerte vor, kann das lineare Gleichungssystem nicht mehr exakt gelöst werden. Die bestmögliche Anpassung erfolgt dann über die Methode der kleinsten Quadrate der Abweichungen der einzelnen Messwerte zu der Ausgleichsebene. Die Berechnung erfolgt mithilfe der Moore-Penrose Pseudoinversen \mathbf{A}^+ der Matrix \mathbf{A} :

$$\begin{bmatrix} v_{0L} \\ \delta_{hL} \\ \delta_{vL} \end{bmatrix} = \mathbf{A}^+ \begin{bmatrix} v_{los,1} \\ \vdots \\ v_{los,n} \end{bmatrix}. \quad (3.25)$$

Abbildung 3.10 veranschaulicht die Wirkungsweise der statischen Windfeldrekonstruktion: Als Lösung des Gleichungssystems ergibt sich die Ausgleichsebene, definiert durch die rotoreffektive Windgeschwindigkeit und die linearen Scherungen.

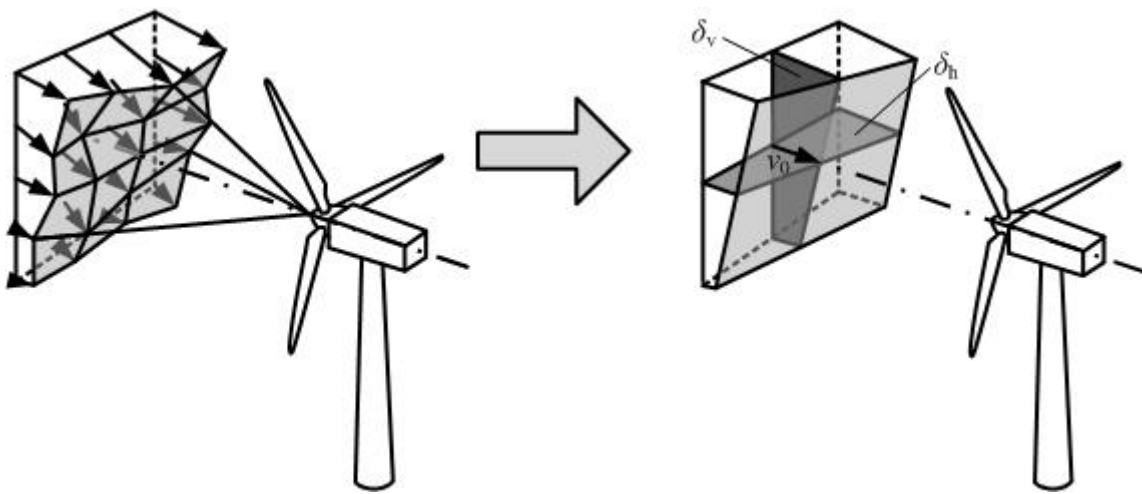


Abbildung 3.10: Die Wirkungsweise der statischen Windfeldrekonstruktion.

Die SWFR verarbeitet die LiDAR-Messdaten aus einer Messebene. Liegen simultane Messdaten aus unterschiedlichen Messebenen bei Verwendung eines pulsierenden LiDAR-Gerätes vor, werden diese in dieser Arbeit wie folgt berücksichtigt:

- Rekonstruktion der rotoreffektiven Windfeldvariablen pro Messebene
- Einsatz von Taylors *frozen turbulence hypothesis* auf die Ergebnisse vorhergehender Messungen zur Verschiebung der Ergebnisse auf die erste Messebene vor dem Rotor
- Mittelwertbildung aus den z. T. verschobenen Einzelergebnissen in der ersten Messebene

Dynamische Windfeldrekonstruktion

Wie in [110] genau erläutert, verwendet die DWFR dasselbe **Windfeldmodell** (3.22) wie die SWFR. Das Windfeld wird im Windkoordinatensystem mit Index \mathcal{W} beschrieben, welches gegenüber dem Inertialsystem zweifach geneigt ist, siehe Abbildung 3.11. Die Rotationen erfolgen um den horizontalen und den vertikalen Schräganströmungswinkel, das Windkoordinatensystem ist stets an der mittleren Windrichtung ausgerichtet.

Ein Punkt i im Windkoordinatensystem lässt sich mit der Rotationsmatrix \mathbf{T} ins Inertialsystem transformieren:

$$\begin{bmatrix} x_{i,I} \\ y_{i,I} \\ z_{i,I} \end{bmatrix} = \mathbf{T} \begin{bmatrix} x_{i,W} \\ y_{i,W} \\ z_{i,W} \end{bmatrix} \text{ mit } \mathbf{T} = \begin{bmatrix} \cos \gamma_h & -\sin \gamma_h & 0 \\ \sin \gamma_h & \cos \gamma_h & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \cos \gamma_v & 0 & \sin \gamma_v \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin \gamma_v & 0 & \cos \gamma_v \end{bmatrix}. \quad (3.26)$$

Die dynamische Komponente dieser Rekonstruktion beruht auf der Annahme, dass sich das Windfeld gemäß Taylors *frozen turbulence hypothesis* mit der mittleren Windgeschwindigkeit auf die WEA zubewegt. Die Position des Windfeldes, gemessen zum Messzeitpunkt t_M , ändert sich damit beständig und beträgt zum Zeitpunkt der Rekonstruktion t_R :

$$x_{i,W}(t_R) = x_{i,W}(t_M) + \Delta x = x_{i,W}(t_M) + \bar{v}_u \cdot (t_R - t_M). \quad (3.27)$$

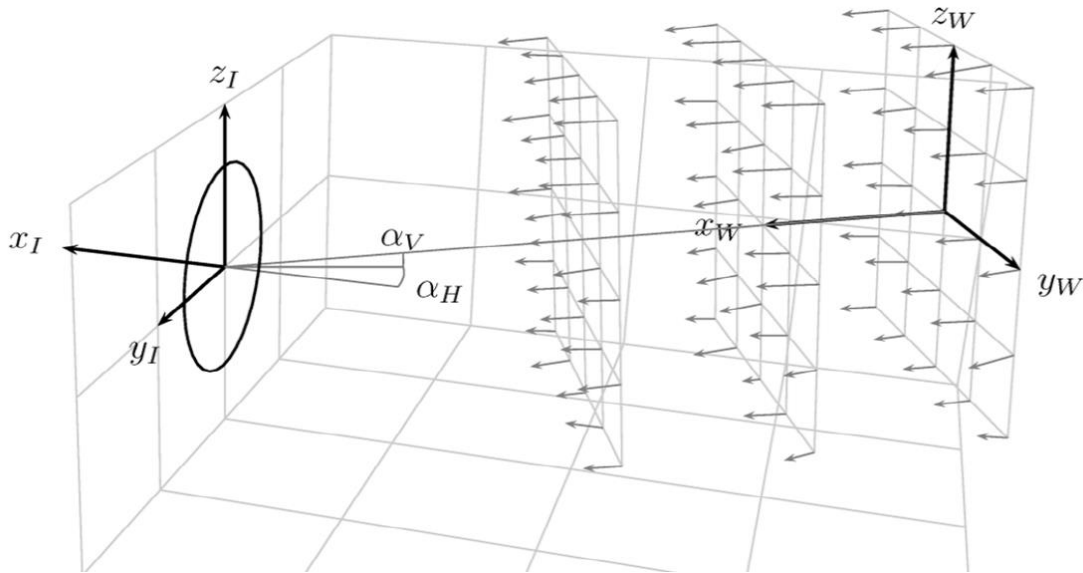


Abbildung 3.11: Die Rotation des Windkoordinatensystems gegenüber dem Inertialsystem mit horizontaler Schräganströmung $\alpha_H (\triangleq \gamma_h)$ und vertikaler Schräganströmung $\alpha_V (\triangleq \gamma_v)$ [110].

Genau wie bei der SWFR wird für die DWFR die reduzierte **LiDAR-Messgleichung** für eine Punktmessung (3.19) verwendet.

Durch die Rotationsmatrix \mathbf{T} ergibt sich ein nichtlineares Gleichungssystem, welches analytisch nicht mehr gelöst werden kann. Die bestmögliche Anpassung des Windfeldmodells an die LiDAR-Messdaten erfolgt stattdessen mit einem Optimierungs-**Algorithmus**, der die quadratischen Abweichungen zwischen Messdaten und den anhand des Modells geschätzten Daten minimiert. Die Rekonstruktion erfolgt prinzipiell in einem vorzugebenden Rekonstruktionsraum. Für die Rekonstruktion der rotoreffektiven Windgeschwindigkeit und der beiden Scherungen wird der Raum in frei wählbare Abschnitte unterteilt und innerhalb dieser das Modell angepasst. Die Rekonstruktion der beiden Schräganströmungswinkel γ_h und γ_v hingegen erfolgt global für den gesamten Rekonstruktionsraum, wie in Abbildung 3.12 skizziert.

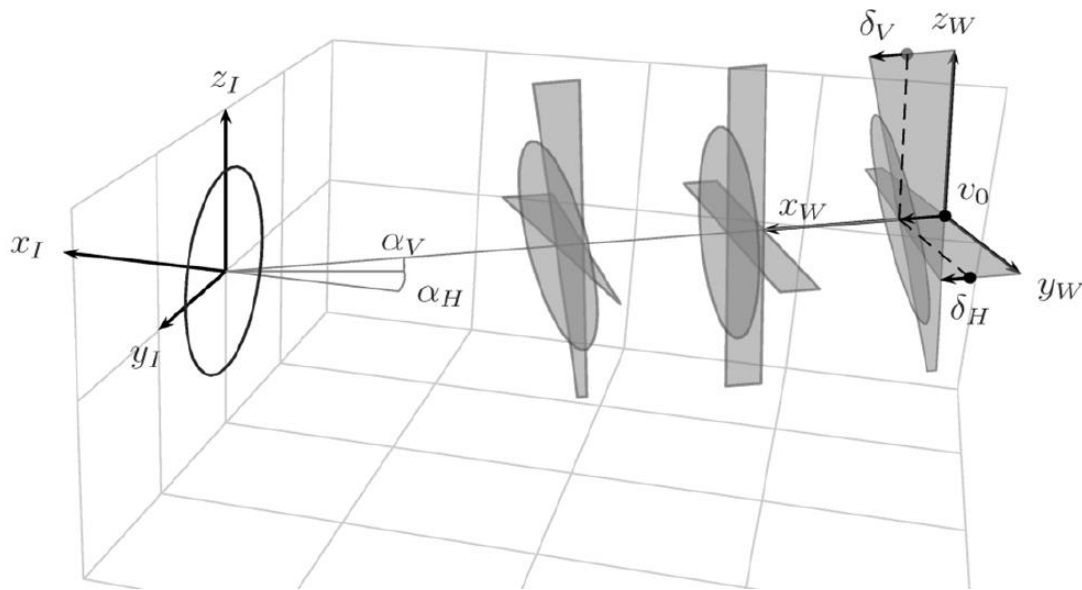


Abbildung 3.12: Vereinfachtes Windfeldmodell der Dynamischen Windfeldrekonstruktion mit horizontaler Schräganströmung $\alpha_H (\triangleq \gamma_h)$ und vertikaler Schräganströmung $\alpha_V (\triangleq \gamma_v)$, beispielhaft mit 3 Rekonstruktionsabschnitten dargestellt [110].

Der Rekonstruktionsalgorithmus beinhaltet pro Durchlauf folgende Prozeduren:

1. Formierung aller LiDAR-Messungen mit deren jeweiligen Koordinaten und Zeitstempeln
2. Drehung des Windfeldkoordinatensystems gegenüber dem Inertialsystem um den horizontalen und vertikalen Schräganströmungswinkel des vorhergehenden Durchlaufs
3. Einsatz von Taylors *frozen turbulence hypothesis* für alle LiDAR-Messungen, d. h. Verschiebung der Messungen entlang der Hauptwindrichtung mit mittlerer Windgeschwindigkeit
4. Auswahl der relevanten LiDAR-Messungen für jeden Rekonstruktionsabschnitt, also aller Messpunkte, die nach der Verschiebung innerhalb der vorgegebenen Abschnitte liegen
5. Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems pro Rekonstruktionsabschnitt unter Annahme jeweils eines einheitlichen horizontalen und vertikalen Schräganströmungswinkels im gesamten Rekonstruktionsraum
6. Auswahl der Ergebnisse eines Abschnittes, z. B. des am nächsten zum Rotor liegenden, für die Weitergabe an die Vorsteuerung

Zur Vereinfachung wird in der vorliegenden Version der DWFR von einer bekannten vertikalen Schräganströmung γ_v ausgegangen. Für den Mittelwert trifft diese Annahme für den Großteil der Standorte zu, dynamische Schwankungen durch Turbulenz werden so jedoch vernachlässigt.

Ermittlung der Referenzwerte

Die Referenzwerte werden aus den dreidimensionalen Windvektoren, die innerhalb der Rotorebene liegen, ermittelt. In Anlehnung an die Berechnung der deterministischen Anteile des „Flex5“-Windfeldes (3.10) ergibt sich mit den rotoreffektiven Windfeldvariablen folgendes Windfeldmodell:

$$\begin{bmatrix} v_{ui} \\ v_{vi} \\ v_{wi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (v_0 + \delta_h y_{i,I} + \delta_v z_{i,I}) \cos \gamma_h \\ (v_0 + \delta_h y_{i,I} + \delta_v z_{i,I}) \sin \gamma_h \\ (v_0 + \delta_h y_{i,I} + \delta_v z_{i,I}) \tan \gamma_v \end{bmatrix}. \quad (3.28)$$

Dieses nichtlineare Windfeldmodell kann analytisch nicht gelöst werden. Stattdessen werden die Windfeldvariablen mit einer einfachen Methode abgeschätzt. Zur Ermittlung der mittleren Windgeschwindigkeit und beider Scherungen wird von direkter Anströmung ausgegangen und genau wie bei der SWFR eine Ausgleichsebene berechnet. Zur Ermittlung der horizontalen und vertikalen Schräganströmung werden die Scherungen im Windfeldmodell vernachlässigt, die beiden Winkel pro Gitterpunkt bestimmt und anschließend gemittelt:

$$\gamma_{h,ref} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \tan^{-1} \left(-\frac{v_{vi}}{v_{ui}} \right), \quad \gamma_{v,ref} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \tan^{-1} \left(\frac{v_{wi}}{v_{ui}} \right) \cos \gamma_{h,ref}. \quad (3.29)$$

Bei den ermittelten Windfeldvariablen handelt es sich somit nicht um reale oder ideale Größen, sondern lediglich um mit dem Index ref gekennzeichnete Referenzwerte.

Bewertung der Windfeldrekonstruktion

Die Windfeldrekonstruktion ist ein zentraler Bestandteil einer realistischen LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung. Durch Vergleich mit den Referenzwerten lässt sich die Güte der rekonstruierten Windfeldvariablen bewerten und die Tauglichkeit beider Rekonstruktionsmethoden für die LiDAR-basierte Einzelblattvorsteuerung abschätzen. Die Güte der rekonstruierten Variablen hängt jedoch auch maßgeblich von der LiDAR-Messkonfiguration ab. Für die SWFR lässt sich die Messkonfiguration mithilfe des „Korrelationsmodells“ aus Abschnitt 3.3.5 für die Beispielanlage optimieren. Sie ist hinsichtlich der Scherungen optimiert und mit 5 Messpunkten auf 6 Ebenen realitätsnah. Die Messkonfiguration der DWFR lässt sich nur abschätzen, da derzeit kein Ansatz hinsichtlich Scherungen und Schräganströmungen zur Optimierung vorliegt. Die gewählte Konfiguration mit 30 Messpunkten in 5 Ebenen ist mit aktuellen LiDAR-Geräten in der erforderlichen Geschwindigkeit nicht realisierbar. Darüber hinaus ist die DWFR derzeit nicht in Echtzeit umsetzbar, sodass die Ergebnisse nur zur grundsätzlichen Beurteilung des Verfahrens genutzt werden können.

Genau wie für die Simulationsstudien zur Einzelblattregelung und -vorsteuerung in Kapitel 7 werden für die Bewertung turbulente Standard-Windfelder verwendet. Abbildung 3.13 und Abbildung 3.14 zeigen beispielhaft den Verlauf der Windfeldvariablen bei einer mittleren horizontalen Schräganströmung von 0° und 10° . Hinsichtlich der **SWFR** zeigt eine genaue Betrachtung:

- Die rotoeffektive Windgeschwindigkeit v_{0L} und die lineare vertikale Scherung δ_{vL} stimmen unabhängig von der mittleren Schräganströmung sehr gut mit den Referenzwerten überein.
- Die lineare horizontale Scherung δ_{hL} liegt ohne mittlere Schräganströmung sehr dicht am Referenzwert. Bei einer mittleren horizontalen Schräganströmung weist der rekonstruierte Wert einen starken Offset auf. Da die SWFR von einer direkten Anströmung ausgeht, wird die horizontale Schräganströmung als horizontale Scherung interpretiert.

- Die horizontale und vertikale Schräganströmung γ_{hL} und γ_{vL} werden nicht rekonstruiert bzw. betragen null.

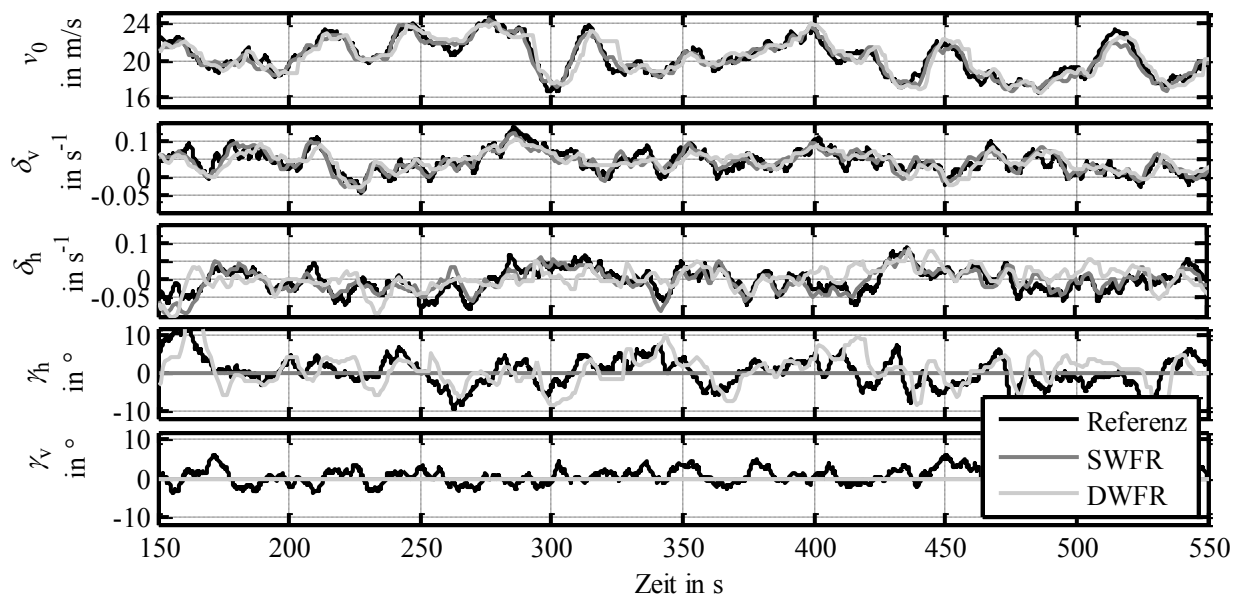


Abbildung 3.13: Zeitverlauf der Windfeldvariablen aus der Referenz, der SWFR und der DWFR eines Standard-Windfeldes $v_0 = 20$ m/s, $\alpha_h = 0.2$ und 16.5 % TI.

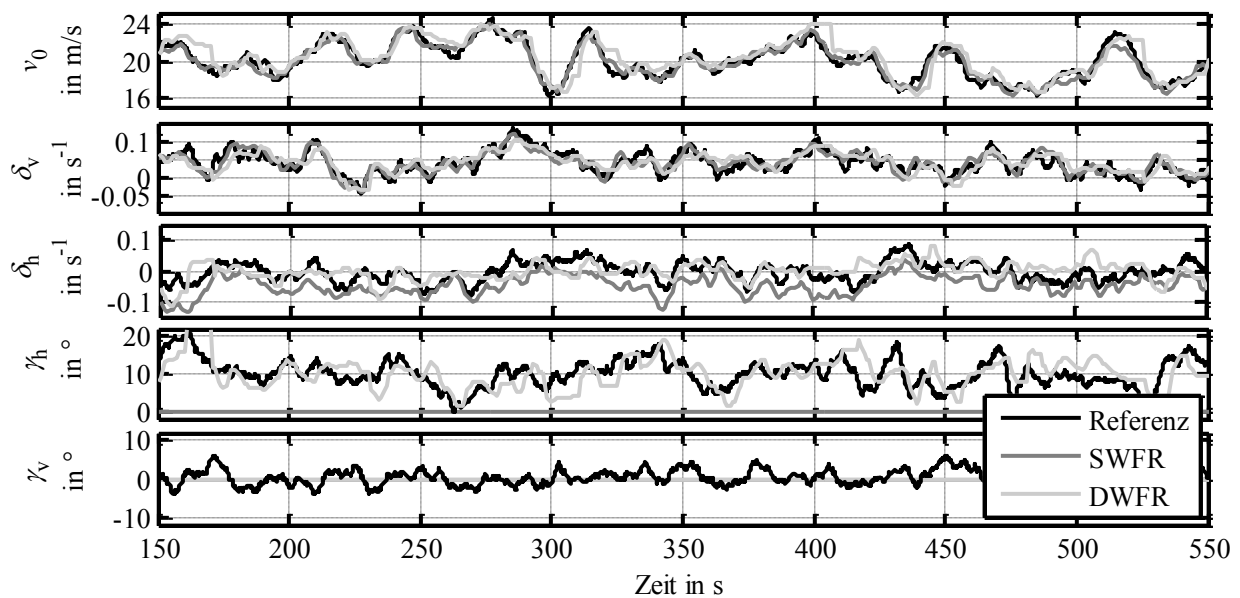


Abbildung 3.14: Zeitverlauf der Windfeldvariablen aus der Referenz, der SWFR und der DWFR eines Standard-Windfeldes mit einer mittleren horizontalen Schräganströmung von 10° , $v_0 = 20$ m/s, $\alpha_h = 0.2$ und 16.5 % TI.

Hinsichtlich der **DWFR** lässt sich folgendes beobachten:

- Die rotoeffektive Windgeschwindigkeit v_{0L} liegt unabhängig von der mittleren Schräganströmung genau wie mit der SWFR sehr dicht am Referenzwert.

- Die lineare vertikale Scherung δ_{vL} stimmt unabhängig von der mittleren Schräganströmung gut mit dem Referenzwert überein. Die Übereinstimmung mit SWFR ist höher, was z. T. an der hinsichtlich Scherung optimierten Messkonfiguration liegen kann.
- Die lineare horizontale Scherung δ_{hL} und die horizontale Schräganströmung γ_{hL} stimmen unabhängig von der mittleren Schräganströmung ausreichen gut mit dem Referenzwert überein. Es treten häufig kombinierte Abweichungen auf, z. B. in Abbildung 3.13 bei 225 s und 230 s.
- Die lineare vertikale Schräganströmung γ_{vL} wird nicht ermittelt bzw. beträgt null. Die Abweichungen des Referenzwertes von 0° aufgrund des turbulenten Windfeldes sind gering, auch im Vergleich mit der horizontalen Schräganströmung. Eine Vernachlässigung in der Rekonstruktion scheint damit unkritisch.

Die Untersuchungen verdeutlichen die Mehrdeutigkeit der gemessenen Windgeschwindigkeiten v_{los} und zeigen, dass auch die DWFR nur mäßig in der Lage ist, zwischen horizontaler Scherung und horizontaler Schräganströmung zu differenzieren.¹⁹ Ohne mittlere Schräganströmung rekonstruiert die SWFR sehr gut. Bei starker horizontaler Schräganströmung fehlt der SWFR nicht nur die Rekonstruktion dieser Variablen, sondern es kommt auch zu einem starken Fehler in der rekonstruierten horizontalen Scherung. In dieser Situation ist die DWFR vorzuziehen. Der Einfluss der Windfeldrekonstruktion auf die Wirksamkeit der LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung wird mit den Simulationsstudien in Kapitel 6 deutlich.

3.3.5 Konstruktion des Windfeldes in der Rotorebene

Liegen die rekonstruierten rotoreffektiven Windfeldvariablen in der Messebene vor, erfolgt abschließend die Konstruktion des Windfeldes in der Rotorebene. Dabei muss sowohl der Zeitverzug zwischen Messung und Auftreffen des Windfeldes in der Rotorebene, als auch die Windevolution auf dem Weg hin zur Anlage berücksichtigt werden.

Die Konstruktion erfolgt auf Basis von Taylors *frozen turbulence hypothesis*, wonach sich das Windfeld mit der mittleren Windgeschwindigkeit \bar{v}_u auf die Anlage zubewegt. \bar{v}_u wird dazu fortlaufend als gleitendes 20 s-Mittel der rekonstruierten rotoreffektiven Windgeschwindigkeit berechnet. Messungen, wie beispielsweise von Schlipf et al. in [91], zeigen, dass aufgrund der Windevolution Taylors *frozen turbulence hypothesis* nur für große Wirbel, nicht jedoch für kleinskalige Strukturen gilt: Die Kohärenz zwischen Rotor- und Messebene nimmt mit steigender Frequenz bzw. der universeller einsetzbaren (Kreis-) Wellenzahl k

¹⁹ Bessere Rekonstruktionsergebnisse mit der DWFR werden bei langsamen, harmonischen Änderungen der Schräganströmung, überlagert von schwacher Turbulenz, in [110] erzielt. Ein schlüssiges Ergebnis, da die Schräganströmung im Windfeldmodell der DWFR als globale Größe berücksichtigt wird. Dieser Ansatz zur dynamischen Modellierung der Schräganströmung in Windfeldern scheint physikalisch sinnvoll und entspricht dem Auftreten großer Wirbel im einströmenden Wind. Eine Berücksichtigung der Schräganströmung durch die turbulenten Windfelder und einem Offset scheint physikalisch ebenso sinnvoll, wobei so eher kleinskalige Wirbel und ggf. Fehlstellungen der Anlage berücksichtigt werden.

$$k = 2\pi \frac{f}{\bar{v}} \quad (3.30)$$

ab. Für die Vorsteuerung müssen sämtliche Frequenzen, für welche Taylors *frozen turbulence hypothesis* nicht gilt, herausgefiltert werden. Die Filterauslegung geschieht mithilfe eines Korrelationsmodells. Dieses Modell ist nicht nur in der Lage, die Windevolution, sondern auch Fehlinformationen bzw. Informationsverluste aufgrund der realen Messung zu berücksichtigen.

Das Korrelationsmodell

Das sogenannte „Korrelationsmodell“ zwischen LiDAR-Messung und Anlagenempfinden rotor-effektiver Windfeldvariablen wurde vom SWE entwickelt. Es ermöglicht eine Berechnung der zu erwartenden Korrelation für konkrete LiDAR-Messkonfigurationen und stellt somit ein wichtiges Werkzeug zur Optimierung dieser Konfigurationen und der Filterauslegung der jeweiligen Variablen dar. Ursprünglich beschränkt auf die rotoreffektive Windgeschwindigkeit [111], wurde das „Korrelationsmodell“ im Rahmen des Projektes „3I-Blade Control“ um die lineare horizontale und vertikale Scherung erweitert [112].

Das „Korrelationsmodell“ beruht auf einer direkten Berechnung der Korrelationen im Frequenzbereich. Statt aufwendige Simulationen im Zeitbereich zur Ermittlung der Korrelationen durchzuführen, werden die verschiedenen Gleichungen, wie z. B. die Rekonstruktionsgleichungen, aus dem Zeitbereich fouriertransformiert und direkt auf die Spektren des Windfelds angewendet. Die gesuchten Größen wie die Kohärenz oder die Übertragungsfunktion werden berechnet, während Simulationen im Zeitbereich nur Schätzungen dieser Größen zulassen. Darüber hinaus ermöglicht die Berechnung im Frequenzbereich die Berücksichtigung eines Modells für die Windevolution. Dies verhindert eine Überschätzung der berechneten Korrelation im Vergleich zur Realität, da die spektrale Veränderung des Windes entlang seiner zeitlichen und örtlichen Ausbreitung berücksichtigt werden.

Basierend auf dem Kaimal-Windspektrum (3.3) und dem vereinfachten, statischen Windfeldmodell (3.22) werden die Autospektren S_{LL} und S_{RR} sowie das Kreuzspektrum S_{RL} der LiDAR-Messung und der Rotorebene berechnet. Die Windevolution wird mithilfe des exponentiellen Modells (3.7) abgebildet. Um komplexe, realitätsnahe LiDAR-Messkonfigurationen inklusive Volumenmessung betrachten zu können, muss statt einem rein analytischen ein vereinfachter, semi-analytischer Ansatz verwendet werden. Ausgang des „Korrelationsmodells“ sind u. a. die Kohärenz γ_{RL}^2 sowie die Übertragungsfunktion G_{RL} .

Über die Kohärenz erfolgt die Darstellung der Korrelation:

$$\gamma_{RL}^2 = \frac{|S_{RL}|^2}{S_{RR}S_{LL}}. \quad (3.31)$$

Die Wellenzahl $k_{0,5}$, bei welcher die Kohärenz den Wert 0.5 annimmt, wird auch als Kohärenzbandbreite bezeichnet und als Gütekriterium verwendet. Eine Optimierung der LiDAR-

Messdatenkonfiguration (Beispiel siehe Abbildung 3.15) erfolgt mit der Brute-Force-Methode, potenzielle Lösungen werden also ausprobiert bis eine möglichst hohe Kohärenzbandbreite erreicht wird. Dabei handelt es sich um ein beschränktes Optimierungsproblem: Die Entfernung der Messebene(n) muss so groß sein, dass die Vorhersagezeit stets größer als die Summe der Verzögerung durch das gewählte Filter und die Reaktionszeit der Anlage zum Verstellen der Blätter ist.

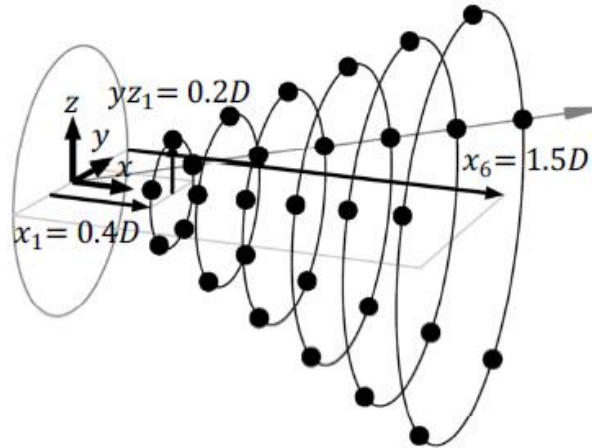


Abbildung 3.15: Die optimierte Messkonfiguration eines pulsierenden LiDAR zur Scherungsdetektion bei Variation der ersten Messebene x_1 , des Radius der ersten Messebene yz_1 und der Entfernung der sechsten Ebene x_6 aus [113].

Für die Bestimmung der Filterparameter wird ein lineares Filter dem Betrag der Übertragungsfunktion

$$|G_{RL}| = \frac{|S_{RL}|}{|S_{LL}|} \quad (3.32)$$

angenähert. Die Näherung kann automatisiert mit einem einfachen Butterworth-Tiefpassfilter 1. oder 2. Ordnung erfolgen, indem eine Übereinstimmung der Abknickfrequenz, als maximal zulässige Wellenzahl k_{\max} angegeben, herbeigeführt wird. Durch die Abhängigkeit der Übertragungsfunktion von der mittleren Windgeschwindigkeit ist das **Filter adaptiv**. Abbildung 3.16 zeigt die Kohärenz und den Betrag der Übertragungsfunktion von LiDAR-Messung zu Rotor-ebene für die Beispielkonfiguration in Abbildung 3.15. Dabei wird der Betrag der Übertragungsfunktion aus den „Korrelationsmodell“ dem des angenäherten Filters gegenüber gestellt.

Die Ausgangsgrößen werden für jede rotoreffektive Windfeldvariable, also die Windgeschwindigkeit sowie die lineare vertikale und die lineare horizontale Scherung, separat berechnet. Da die Optima von Scherungs- und Windgeschwindigkeitsdetektion deutlich voneinander abweichen, muss stets ein Kompromiss der Optima gefunden werden. Eine Erweiterung des „Korrelationsmodells“ um horizontale und vertikale Schräganströmung wäre wünschenswert, ist bisher jedoch nicht erfolgt. Die Gründe sind vielfältig: Neben der bereits bestehenden hohen Komplexität fehlen ein geeignetes Windfeldmodell und Ansätze, zusätzlich zu der longitudinalen auch die laterale und vertikale Windgeschwindigkeitskomponente zu berücksichtigen.

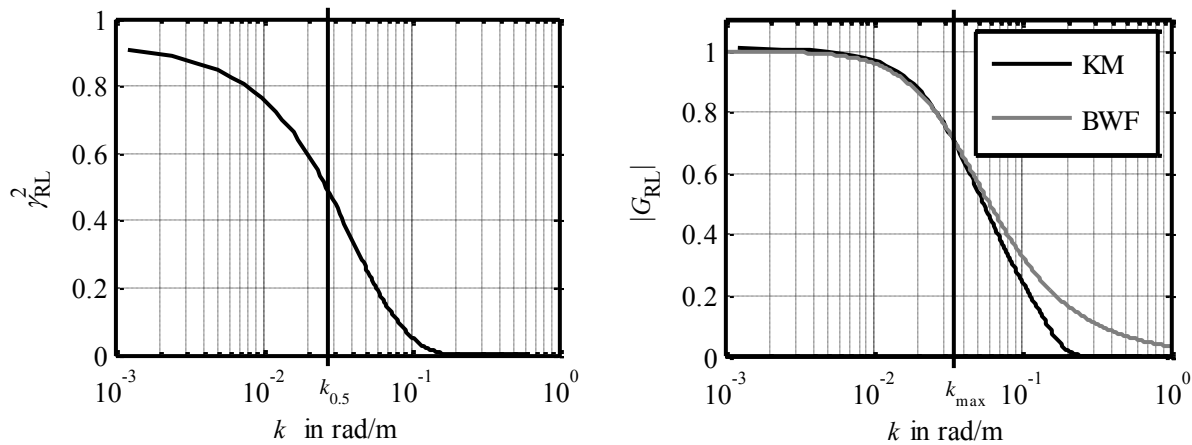


Abbildung 3.16: Kenngrößen der linearen vertikalen Scherung für die optimierte Messkonfiguration. Links: Kohärenz mit Kohärenzbandbreite $k_{0,5} = 0.027$ rad/m. Rechts: Betrag der Übertragungsfunktion von LiDAR-Messung zu Rotorebene des „Korrelationsmodells“ (KM) und des angenäherten Butterworth-Filters (BWF) 1. Ordnung mit maximaler Wellenzahl $k_{max} = 0.35$ rad/m.

3.4 Referenzregler

Bei dem Referenzregler handelt es sich um den in Serie eingesetzten Basisregler der 3 MW WEA der Firma Senvion. Er besteht im Wesentlichen aus zwei Drehzahlreglern: Im Teillastbereich wird ein PI-Regler mit dem Generatormoment als Stellgröße auf Basis der geschätzten Windgeschwindigkeit gemäß Kapitel 2.3.2 eingesetzt. Im Nennlastbereich gibt, wie in 2.3.3 beschrieben, ein Gain-Scheduling PI-Regler mit Anti Wind Up Strategie die Sollwerte des kollektiven Blattwinkels vor. Im gesamten Betriebsbereich wird ein Triebstrangdämpfer wie in Abschnitt 2.3.5 eingesetzt. Der Betrieb im Teillastbetrieb erfolgt energieoptimal bei optimaler Schnelllaufzahl (gemäß Verlauf A-B1-C1-E in Abbildung 2.5), unterstützend ist ein *fine pitch* vorgesehen. Der Übergang zwischen den Reglern erfolgt weich, d. h. die Regler werden bei Manipulation der Drehzahlsollwerte, wie in Abbildung 2.6 dargestellt, parallel betrieben.

3.5 Gesamtsimulation

Während die Simulation der Anlagenbelastungen, z. B. als Grundlage einer Zertifizierung, in „Flex5“ inklusive Regler-DLL erfolgt²⁰, basiert die in dieser Arbeit genutzte Simulationsumgebung auf „MATLAB®/Simulink®“, um insbesondere die Regelung flexibel gestalten zu können.

²⁰ Ergänzend zum aeroelastischen Modell wird in „Flex5“ weitere Hardware wie das Blattverstellungssystem, der elektrische Antriebsstrang, Messsensorik und die Sicherheitskette modelliert, sowie Software in Form von Messdatenverarbeitung, Regelung und Betriebsführung als DLL eingebunden. Das so erweiterte Modell wird neben einer umfangreichen Datenvor- und -nachbearbeitung als eigenständiges Gesamtsystem für Zertifizierungsrechnungen eingesetzt.

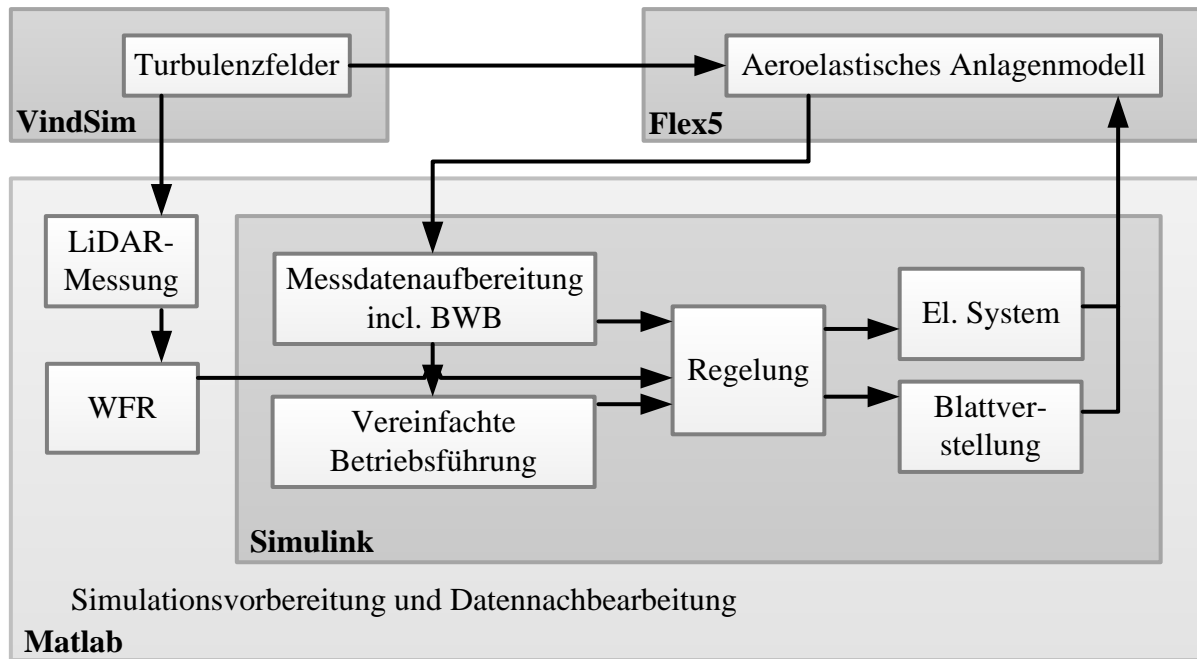


Abbildung 3.17: Schema der Simulationsumgebung.

Den zentralen Baustein der in Abbildung 3.17 schematisch dargestellten Simulationsumgebung bildet ein „Simulink“-Modell. Dieses beinhaltet neben der Regelung die Messdatenaufbereitung inklusive Messung der BWB für die Einzelblattregelung, eine vereinfachte Betriebsführung sowie Modelle des elektrischen Systems und der Blattverstellung als Teilsysteme. Das Modell in „Simulink“ wird parallel zum Anlagenmodell in „Flex5“ betrieben. Es erfolgt eine Cosimulation mit getrennten Integratoren und zeitdiskretem Datenaustausch. Die Zustände des elektrischen Systems und der Blattverstellung werden „Flex5“ übergeben, die Zustände des aeroelastischen Anlagenmodells der Messdatenaufbereitung in „Simulink“ zur Verfügung gestellt. Alle in „Flex5“ verwendeten Turbulenzfelder werden vorab mit „VindSim“ erzeugt. Diese bilden auch den Eingang für die Offline-Simulation der LiDAR-Messung und der anschließenden Windfeldrekonstruktion. Die Windfeldvariablen der gesamten 10-Minuten-Zeitreihe werden zu Beginn der Simulation rekonstruiert und der Regelung übergeben.

In „MATLAB“ findet zum einem die Simulationsvorbereitung inklusive der Initialisierung der „Simulink“-als auch der „Flex5“-Simulation über diverse Skripte statt. Zum anderen können die Simulationsdaten vielfältig ausgewertet und z. B. Ermüdungslasten in Form von sog. *damage equivalent loads* (DEL), siehe Abschnitt 7.1, ermittelt werden. Diese Gesamtsimulationsumgebung beruht auf einer Standard-Umgebung der Firma Senvion und wurde im Rahmen der Arbeit insbesondere in Hinblick auf die LiDAR-Messung und die Windfeldrekonstruktion sowie der Messung der BWB erweitert.

4 Entwurfsmodelle

Das Ziel der Erstellung eines vereinfachten Modells für den Reglerentwurf ist es, komplexe physikalische Zusammenhänge in ausgewählten Arbeitsbereichen auf relevante zu reduzieren und somit transparent zu machen. Dies ermöglicht sowohl eine qualitative als auch quantitative Analyse des Systems, welche zunächst für die Wahl des Regelungskonzeptes und im zweiten Schritt zur Festlegung der Reglerstruktur und zur Parametrierung der Regelung unerlässlich ist.

Um ein passendes Entwurfsmodell aufzustellen, ist es wichtig, vorab Regelziele und Rahmenbedingungen zu bestimmen, und diese bei der Modellierung zu berücksichtigen. Ein gutes Systemverständnis ist ebenfalls von Vorteil, um Vereinfachungen zielgerichtet vornehmen zu können. Oftmals kann das Systemverständnis jedoch nur sukzessive anhand vereinfachter Modelle erarbeitet werden. So ist es unerlässlich, das Entwurfsmodell abschließend anhand der physikalischen Strecke oder eines komplexen Modelles zu verifizieren.

In diesem Kapitel werden die Entwurfsmodelle beider zu entwerfender Einzelblattverstellungen vorgestellt:

- Einzelblattregelung der asymmetrischen Rotorbelastung durch Rückführung gemessener Blatt- oder Wellenbelastungen
- Einzelblattvorsteuerung auf Basis von LiDAR-Messwerten zur Kompensation der durch das inhomogene Windfeld hervorgerufenen asymmetrischen Rotorbelastungen

Nach Diskussion der jeweiligen Regelziele und Rahmenbedingungen erfolgt die Erstellung des jeweiligen Entwurfsmodells. Da das Modell für die Einzelblatt**regelung** größtenteils aus der Literatur bekannt ist, wird es nur knapp erläutert und mit einem komplexen Simulationsmodell abgeglichen. Das Entwurfsmodell für die Einzelblatt**vorsteuerung** dagegen benötigt eine umfassende Herleitung sowie Verifikation, da besonders die Modellierung eines zentralen Effektes – des sogenannten *skewed wake effect* – umstritten ist. Eine ausführliche Untersuchung des *skewed wake effect* erfolgt separat in Kapitel 5. Auf die Untersuchungsergebnisse wird vorgegriffen. Das Kapitel schließt mit weitergehenden Systembetrachtungen für die jeweilige Einzelblattverstellung als Grundlage des Regler- bzw. Vorsteuerungsentwurfs.

4.1 Voraussetzungen für die Einzelblattregelung

Die Motivation und die Entwicklung unterschiedlicher Konzepte zur Einzelblattregelung sind bereits in der Einleitung, Abschnitt 2.3.6 umfassend beschrieben worden. An dieser Stelle sollen die konkreten Ziele und Rahmenbedingungen der im Feld zu testenden Regelung zusammengestellt werden, welche das Regelungskonzept und das zum Entwurf benötigte Modell festlegen.

Ziele der Regelung:

- Kompensation der asymmetrischen Rotorbelastungen bzw. Belastungsschwankungen am Rotorblatt oder an der Antriebswelle
 - ➔ Einzelblattverstellung
- Kompensation dominanter Belastungen
 - ➔ Berücksichtigung von 1p-Belastungen am Blatt und 3p-Belastungen im stehenden System²¹, siehe Abbildung 2.9

Rahmenbedingungen der Regelung:

- Messung der Biegemomente an der Blattwurzel oder an der Antriebswelle
- Beschreibung der asymmetrischen Rotorbelastung durch die Mittelwerte zweier orthogonal zueinanderstehenden Größen in der Rotorebene
 - ➔ Individuelle Einzelblattverstellung
- Begrenzte Verstellgeschwindigkeiten und Blattwinkelamplituden durch reale Aktuatoren und Sicherheitsanforderungen
 - ➔ Keine Regelung höherfrequenter Belastungen (ab 3p am Blatt)
 - ➔ Stellgrößen begrenzen
- Möglichst einfache und transparente Implementierung als Voraussetzung für einen Feldtest
 - ➔ Zusatz zum bestehenden Basisregler, möglichst SISO

Die Vorgaben führen zu einer individuellen Einzelblattregelung. Kompensiert werden sollen die 1p- und 2p-Belastungen am Blatt, welche, wie in Anhang A.1 erläutert, mit den konstanten und 3p-Belastungen im stehenden System korrelieren. Eine Kompensation höherfrequenter Blattbelastungen lässt sich aufgrund begrenzter Verstellgeschwindigkeiten voraussichtlich nicht durchführen. Eine dezentrale Umsetzung als 1p- und 2p-IPC mit jeweils zwei SISO-Reglern für das Nick- und Giermoment würde eine unkomplizierte Beachtung von Aktuatorgrenzen und Sicherheitsanforderungen ermöglichen. Damit wären die Voraussetzungen für eine einfache und transparente Implementierung und Integration in das bestehende Sicherheitskonzept einer aktuellen WEA erfüllt, sodass eine Validierung der Einzelblattregelung im Rahmen eines Feldtests erfolgen kann.

4.2 Modellgleichungen für die Einzelblattregelung

Für den Reglerentwurf wird ein möglichst einfaches, lineares Modell benötigt. Derartige Modelle sind zum Teil schon in der Literatur vorhanden. Zur Auslegung der individuellen Einzelblattregelung scheint der Modellierungsansatz vom ECN mit leichten Modellvariationen in

²¹ Unter Umständen treten zusätzliche signifikante Belastungen auf wie die 3p-Belastungen am Blatt der NREL CART3 Anlage, siehe [7; 12].

[8,56,114] besonders gut geeignet. Das hier gewählte Entwurfsmodell orientiert sich an den genannten Modellen und wird im Folgenden erläutert.

Während Blätter und Welle als steif angenommen werden und die Dynamik der Aktuatoren vernachlässigt wird, verfügt das Entwurfsmodell über die Freiheitsgrade

- Rotation des Rotors und Triebstranges
- Longitudinale Turmbewegung
- Laterale Turmbewegung.

Als Stellgrößen stehen das Generatormoment M_{Gen} und die individuellen Blattwinkel β_i der drei Blätter zur Verfügung. Analog zur im Feld verwendeten Anlage liegen die Blattwurzelbiegemomente in Schlag- und Schwenkrichtung, $M_{\text{Schlag},i}$ und $M_{\text{Schwenk},i}$ aus Abbildung K2, als Messgrößen vor. Aus diesen ergeben sich unter Berücksichtigung der Blattwinkel β_i die für die Einzelblattregelung relevanten Blattwurzelbiegemomente aus der Rotorebene hinaus M_{yBi} :

$$M_{yBi} = M_{\text{Schlag},i} \cos \beta_i + M_{\text{Schwenk},i} \sin \beta_i . \quad (4.1)$$

Für die Modellierung gelten weitere grundlegende Annahmen:

- Die Eingänge in das Modell sind die drei sog. *effektiven Blattwindgeschwindigkeiten* v_i , mit denen dieselben Blattwurzellasten erzeugt werden wie mit einem inhomogenen Windfeld. Das Blatt wird damit auf einen Punkt reduziert. Mit 3/4 des Radius wird der Angriffspunkt im aerodynamisch sehr effektiven Bereich des Blattes gewählt. Mit dieser Festlegung lassen sich Turmbewegungen in relative Windgeschwindigkeiten am Rotorblatt umrechnen.
- Die Drehung des Rotors im Windfeld wird nicht physikalisch, sondern durch periodische Änderungen der effektiven Blattwindgeschwindigkeit z. B. zur Abbildung der horizontalen Windscherung modelliert. Damit sind die Eingangsgrößen abhängig von dem Azimutwinkel des Rotors. Eine Neigung der Gondel und der Blätter lässt sich problemlos berücksichtigen.
- Das Entwurfsmodell wird im festen Koordinatensystem dargestellt. Rotierende Größen werden mithilfe der Coleman-Transformation (auch Park- oder dq-Transformation genannt) unter Berücksichtigung des Azimutwinkels des Rotors umgerechnet.

Die Aufstellung des nichtlinearen Modells lässt sich in [56] gut nachvollziehen. Im Folgenden wird nur das bereits linearisierte Entwurfsmodell vorgestellt. Die Linearisierung erfolgt anhand unterschiedlicher Arbeitspunkte, wobei Abweichungen vom Arbeitspunkt mit Δ gekennzeichnet werden. Sämtliche Größen des vereinfachten Modells sind in Abbildung 4.1 skizziert. Anders als grafisch dargestellt, werden Turmkopfschwerpunkt und Nabenmittelpunkt vereinfachend zusammengelegt, so dass auf eine Transformation vom Naben- in ein Turmkopf-Koordinatensystem verzichtet werden kann. Aufgrund des wenige Meter betragenden Abstandes und der geringen Verformung der Verbindung über Welle und Maschinenträger ist der Einfluss vernachlässigbar gering.

Dabei stellt m_T die effektive Turmkopfmasse dar, welche die Massen der drei Blätter, der Nabe und der Gondel, sowie eine mitschwingende, effektive Turmmasse beinhaltet, siehe [22] und Anhang A.2. Mit d_T , s_T und l_T werden die Dämpfung, die Steifigkeit, sowie die Länge des Turmes bezeichnet. Die Bewegung wird durch die Schubkraft F_{xN} und das Nickmoment M_{yN} angeregt. Das Nickmoment lässt sich in eine äquivalente Kraft umrechnen, welche am Turmkopf die gleiche Auslenkung wie ein Moment bewirkt. Der Turm wird dazu vereinfacht als gerader linearer Biegebalken mit konstanter Biegesteifigkeit betrachtet. Bei einseitig fester Einspannung und Angriff des Momentes bzw. der Kraft am Ende des Balkens mit der Länge l gilt nach [115]:

$$F = \frac{3}{2l} M . \quad (4.4)$$

Für die Bewegung des Turmkopfes in lateraler Richtung x_{lat} folgt analog:

$$m_T \ddot{x}_{lat} + d_T \dot{x}_{lat} + s_T \Delta x_{lat} = \Delta F_{yN} + \frac{3}{2l_T} \Delta M_{Gen} . \quad (4.5)$$

Neben der lateralen aerodynamischen Kraft F_{yN} bewirkt das sich am Turmkopf abstützende Generatormoment eine Auslenkung des Turmes.

Die linearisierte Aerodynamik

Um die an der Nabe bzw. dem Turmkopf angreifenden aerodynamischen Kräfte und Momente berechnen zu können, müssen die wirkenden Kräfte und Momente für jedes Blatt einzeln dargestellt werden.

Das Entwurfsmodell basiert auf linearisierter BEM-Theorie: Dynamische Nachlaufeffekte und Instabilitäten der Aerodynamik werden von vornherein vernachlässigt und die nichtlinearen aerodynamischen Kennfelder durch Linearisierung um die unterschiedlichen Arbeitspunkte in Verstärkungsfaktoren h und k umgerechnet. Die Abweichungen des negativen Schubmomentes ΔM_{yBi} , der Schubkraft ΔF_{xBi} , des antreibenden Blattwurzelbiegemomentes ΔM_{xBi} und der antreibenden Blattkraft ΔF_{yBi} , lassen sich damit wie folgt in Abhängigkeit von der Abweichung der relativen Blattwindgeschwindigkeit $\Delta v_{rel,i}$ und des Blattwinkels $\Delta \beta_i$ vom Arbeitspunkt für Blatt i der drei Blätter bestimmen:

$$\Delta M_{yBi} = h_{M_{yB}} \Delta v_{rel,i} + k_{M_{yB}} \Delta \beta_i , \quad (4.6)$$

$$\Delta F_{xBi} = h_{F_{xB}} \Delta v_{rel,i} + k_{F_{xB}} \Delta \beta_i , \quad (4.7)$$

$$\Delta M_{xBi} = h_{M_{xB}} \Delta v_{rel,i} + k_{M_{xB}} \Delta \beta_i , \quad (4.8)$$

$$\Delta F_{yBi} = h_{FyB} \Delta v_{rel,i} + k_{FyB} \Delta \beta_i . \quad (4.9)$$

Mit der Blattwindgeschwindigkeit und dem Blattwinkel werden nur äußere Einflussfaktoren berücksichtigt, der Einfluss von Drehzahlschwankungen wird vernachlässigt. Die aerodynamischen Verstärkungen $h_{MyB} \dots k_{FyB}$ lassen sich gemäß Anhang A.2 entweder aus dem Leistungsbeiwert c_p und dem Schubbeiwert c_s oder mithilfe des Entwurfsmodells für die Einzelblattvorsteuerung aus Abschnitt 4.5 berechnen.

Die Abweichungen des antreibenden Momentes ΔM_{xN} , der Schubkraft ΔF_{xN} , des Nickmomentes ΔM_{yN} und der lateralen Kraft ΔF_{yN} ergeben sich als geometrische Summe der Blattkräfte und Blattmomente:

$$\begin{aligned} \Delta M_{xN} &= \sum_{i=1}^3 \Delta M_{xBi} , & \Delta F_{xN} &= \sum_{i=1}^3 \Delta F_{xBi} , \\ \Delta M_{yN} &= - \sum_{i=1}^3 \cos \psi_i \Delta M_{yBi} , & \Delta F_{yN} &= - \sum_{i=1}^3 \cos \psi_i \Delta F_{yBi} . \end{aligned} \quad (4.10)$$

Die relative Blattwindgeschwindigkeit $v_{rel,i}$ ist die Summe der effektiven Blattwindgeschwindigkeit v_i und der windwärts gerichteten Blattbewegung. Da das Blatt als steif betrachtet wird, resultiert die Blattbewegung aus der longitudinalen Bewegung des Turmes. Die Blattbewegung beinhaltet die Geschwindigkeit der Parallelverschiebung \dot{x}_{long} und die Nickwinkelgeschwindigkeit des Turmkopfes $\dot{\phi}_{long}$. Analog zum Verhältnis von Kraft und Moment (4.4) lässt sich die Neigung φ eines einseitig fest eingespannten Biegebalkens der Länge l , der am anderen Ende mit einer Kraft beaufschlagt wird, in eine Auslenkung x umrechnen:

$$\varphi = \frac{3}{2l} x . \quad (4.11)$$

Die Nickwinkelgeschwindigkeit wirkt sich abhängig vom Azimutwinkel des Blattes auf die relative Windgeschwindigkeit aus und greift wie die effektive Blattwindgeschwindigkeit in einem Punkt zusammengefasst bei 3/4 des Radius an. Die Abweichung der relativen Blattwindgeschwindigkeit vom Arbeitspunkt berechnet sich damit nach:

$$\Delta v_{rel,i} = \Delta v_i - \dot{x}_{long} - \cos \psi_i \frac{3}{2l_T} \frac{3R}{4} \dot{x}_{long} . \quad (4.12)$$

Der Azimutwinkel von Blatt 1 entspricht dem Azimutwinkel des Rotors. Dieser beträgt 0° , wenn Blatt 1 sich in 12 Uhr Position befindet. Blatt 2 und 3 sind um 120° bzw. 240° versetzt zu Blatt 1 angeordnet.

Das periodische lineare Modell

Bei allen Berechnungen müssen folgende Zusammenhänge beachtet werden:

$$\sum_{i=1}^3 \sin \psi_i = \sum_{i=1}^3 \cos \psi_i = 0, \quad \sum_{i=1}^3 \sin^2 \psi_i = \sum_{i=1}^3 \cos^2 \psi_i = \frac{3}{2}. \quad (4.13)$$

Die Abweichungen des antreibenden Momentes ΔM_{xN} , der Schubkraft ΔF_{xN} , des Nickmomentes ΔM_{yN} und der lateralen Kraft ΔF_{yN} (4.10) ergeben sich als Summe der Blattgrößen (4.6)-(4.9):

$$\Delta M_{xN} = \sum_{i=1}^3 \Delta M_{xBi} = \sum_{i=1}^3 [h_{M_{xB}} \Delta v_i + k_{M_{xB}} \Delta \beta_i] - 3h_{M_{xB}} \dot{x}_{\text{long}}, \quad (4.14)$$

$$\Delta F_{xN} = \sum_{i=1}^3 \Delta F_{xBi} = \sum_{i=1}^3 [h_{F_{xB}} \Delta v_i + k_{F_{xB}} \Delta \beta_i] - 3h_{F_{xB}} \dot{x}_{\text{long}}, \quad (4.15)$$

$$\begin{aligned} \Delta M_{yN} &= - \sum_{i=1}^3 \cos \psi_i \Delta M_{yBi} \\ &= - \sum_{i=1}^3 \cos \psi_i [h_{M_{yB}} \Delta v_i + k_{M_{yB}} \Delta \beta_i] + \frac{27R}{16l_T} h_{M_{yB}} \dot{x}_{\text{long}}, \end{aligned} \quad (4.16)$$

$$\begin{aligned} \Delta F_{yN} &= - \sum_{i=1}^3 \cos \psi_i \Delta F_{yBi} \\ &= - \sum_{i=1}^3 \cos \psi_i [h_{F_{yB}} \Delta v_i + k_{F_{yB}} \Delta \beta_i] + \frac{27R}{16} h_{F_{yB}} \dot{x}_{\text{long}}. \end{aligned} \quad (4.17)$$

Nach Substitution und leichten Umformungen ergeben sich für die Bewegungsgleichungen (4.2), (4.3) und (4.5):

$$J_{\text{ges}} \dot{\omega}_{\text{Rot}} = \sum_{i=1}^3 [h_{M_{xB}} \Delta v_i + k_{M_{xB}} \Delta \beta_i] - 3h_{M_{xB}} \dot{x}_{\text{long}} - \Delta M_{\text{Gen}}, \quad (4.18)$$

$$\begin{aligned} m_T \ddot{x}_{\text{long}} &= \sum_{i=1}^3 \left[h_{F_{xB}} - \frac{3}{2l_T} \cos \psi_i h_{M_{yB}} \right] \Delta v_i \\ &\quad + \sum_{i=1}^3 \left[k_{F_{xB}} - \frac{3}{2l_T} \cos \psi_i k_{M_{yB}} \right] \Delta \beta_i \\ &\quad + \left[\frac{81R}{32l_T^2} h_{M_{yB}} - 3h_{F_{xB}} - d_T \right] \dot{x}_{\text{long}} - s_T \Delta x_{\text{long}}, \end{aligned} \quad (4.19)$$

$$m_T \ddot{x}_{\text{lat}} = - \sum_{i=1}^3 \cos \psi_i h_{F_{yB}} \Delta v_i - \sum_{i=1}^3 \cos \psi_i k_{F_{yB}} \Delta \beta_i + \frac{27R}{16l_T} h_{F_{yB}} \dot{x}_{\text{long}} + \frac{3}{2l_T} \Delta M_{\text{Gen}} - d_T \Delta \dot{x}_{\text{lat}} - s_T \Delta x_{\text{lat}} . \quad (4.20)$$

Ziel der Regelung ist u. a. die Reduktion der Blattwurzelbiegemomentschwankungen über dem Umlauf. Als Ausgangs- und Regelgrößen des Systems werden daher analog zur Vermessungsanlage die Blattwurzelbiegemomente M_{yBi} gewählt. Die Abweichungen vom Arbeitspunkt (4.6) ergeben sich unter Berücksichtigung der relativen Blattwindgeschwindigkeit (4.12) zu:

$$\Delta M_{yBi} = h_{M_{yB}} \Delta v_i + k_{M_{yB}} \Delta \beta_i - \left[1 + \cos \psi_i \frac{9R}{8l_T} \right] h_{M_{yB}} \dot{x}_{\text{long}} . \quad (4.21)$$

Die Bewegungsgleichungen (4.18)-(4.20), sowie die Ausgangsgleichung (4.21) sind abhängig vom Azimutwinkel und somit zeitvariant. Mithilfe der Coleman-Transformation²² [116] lassen sich diese Gleichungen in ein zeitinvariantes System umwandeln. Das drehende Rotorkoordinatensystem wird dabei in das stehende Nabenkoordinatensystem überführt.

Die Coleman-Transformation

Für die um jeweils 120° versetzt angebrachten Blätter lauten die Transformationsmatrix \mathbf{T}_p und deren Inverse \mathbf{T}_p^{-1} , wobei p die Vielfache der Rotordrehfrequenz ist:

$$\mathbf{T}_p = \begin{bmatrix} 1 & \sin[p\psi] & \cos[p\psi] \\ 1 & \sin[p(\psi + 120)] & \cos[p(\psi + 120)] \\ 1 & \sin[p(\psi + 240)] & \cos[p(\psi + 240)] \end{bmatrix}, \quad (4.22)$$

$$\mathbf{T}_p^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \\ \frac{2}{3} \sin[p\psi] & \frac{2}{3} \sin[p(\psi + 120)] & \frac{2}{3} \sin[p(\psi + 240)] \\ \frac{2}{3} \cos[p\psi] & \frac{2}{3} \cos[p(\psi + 120)] & \frac{2}{3} \cos[p(\psi + 240)] \end{bmatrix}.$$

Sämtliche Größen des rotierenden Systems lassen sich damit in orthogonal zueinander liegende Größen des stehenden bzw. fixen Koordinatensystems mit dem Index $f(p)$ umrechnen:

$$\Delta \boldsymbol{\beta} = \mathbf{T}_p \Delta \boldsymbol{\beta}^{f(p)}, \quad \Delta \mathbf{v} = \mathbf{T}_p \Delta \mathbf{v}^{f(p)}, \quad \Delta \mathbf{M}_{yB}^{f(p)} = \mathbf{T}_p^{-1} \Delta \mathbf{M}_{yB}.$$

Ziel der Einzelblattregelung ist, gemäß Abschnitt 4.1, sowohl 1p- als auch 2p-Anregungen im drehenden Rotorsystem zu reduzieren. Daher werden zwei LZI-Modelle benötigt.

²² Die Bezeichnung stammt aus der Helikopter-Regelung, in der Elektrotechnik ist sie als Park- oder dq- Transformation bekannt.

Das 1p LZI-Modell

Die Transformation vom rotierenden ins stehende System wird in Abbildung 4.2 exemplarisch anhand der (absoluten) Windgeschwindigkeiten verdeutlicht: Bei linearer Scherung weisen die rotierenden, blatteffektiven Windgeschwindigkeiten \mathbf{v} , also die von den rotierenden Blättern über dem Umlauf wahrgenommenen blatteffektiven Windgeschwindigkeiten, 1p-Schwankungen auf. Die transformierten Größen $\mathbf{v}^{f(1)}$ sind bei linearer Scherung konstant; $v_1^{f(1)}$ entspricht der mittleren Windgeschwindigkeit, $v_2^{f(1)}$ und $v_3^{f(1)}$ sind ein Maß für die horizontale und vertikale Scherung.

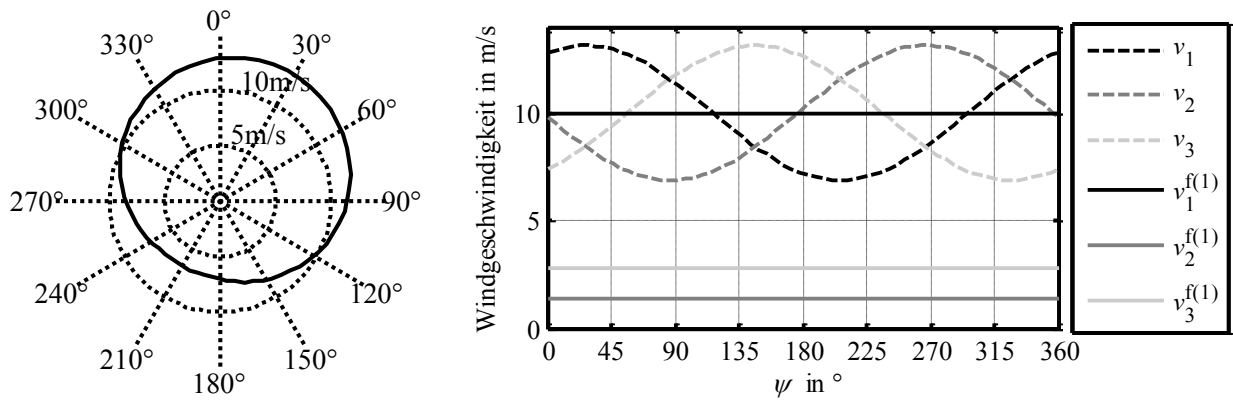


Abbildung 4.2: Eine Darstellung der 1p-Transformation. Links: Die rotierende, blatteffektive Geschwindigkeit v_1 bei starker vertikaler und schwacher horizontaler linearer Scherung in Polarkoordinaten. Rechts: Die Verläufe der rotierenden, blatteffektiven Windgeschwindigkeiten \mathbf{v} und der Größen des stehenden Systems $\mathbf{v}^{f(1)}$.

Mit den Eingangsgrößen des stehenden Systems ergeben sich die Bewegungsgleichungen

$$J_{\text{ges}} \dot{\omega}_{\text{Rot}} = 3h_{\text{M}_{\text{xB}}} \Delta v_1^{f(1)} + 3k_{\text{M}_{\text{xB}}} \Delta \beta_1^{f(1)} - 3h_{\text{M}_{\text{xB}}} \dot{x}_{\text{long}} - \Delta M_{\text{Gen}} \quad (4.23)$$

$$\text{mit z. B. } \Delta \mathbf{v}^{f(1)} = [\Delta v_1^{f(1)} \quad \Delta v_2^{f(1)} \quad \Delta v_3^{f(1)}]^T,$$

$$m_{\text{T}} \ddot{x}_{\text{long}} = 3h_{\text{F}_{\text{yB}}} \Delta v_1^{f(1)} + 3k_{\text{F}_{\text{yB}}} \Delta \beta_1^{f(1)} - \frac{9}{4l_{\text{T}}} h_{\text{M}_{\text{yB}}} \Delta v_3^{f(1)} - \frac{9}{4l_{\text{T}}} k_{\text{M}_{\text{yB}}} \Delta \beta_3^{f(1)} + \left[\frac{81R}{32l_{\text{T}}^2} h_{\text{M}_{\text{yB}}} - 3h_{\text{F}_{\text{yB}}} - d_{\text{T}} \right] \dot{x}_{\text{long}} - s_{\text{T}} \Delta x_{\text{long}}, \quad (4.24)$$

$$m_{\text{T}} \ddot{x}_{\text{lat}} = -\frac{3}{2} h_{\text{F}_{\text{yB}}} \Delta v_3^{f(1)} - \frac{3}{2} k_{\text{F}_{\text{yB}}} \Delta \beta_3^{f(1)} + \frac{27R}{16l_{\text{T}}} h_{\text{F}_{\text{yB}}} \dot{x}_{\text{long}} + \frac{3}{2l_{\text{T}}} \Delta M_{\text{Gen}} - d_{\text{T}} \dot{x}_{\text{lat}} - s_{\text{T}} \Delta x_{\text{lat}} \quad (4.25)$$

und die Momente im stehenden System

$$\Delta M_{yB1}^{f(1)} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 \Delta M_{yBi} = h_{MyB} \Delta v_1^{f(1)} + k_{MyB} \Delta \beta_1^{f(1)} - h_{MyB} \dot{x}_{\text{long}}, \quad (4.26)$$

$$\Delta M_{yB2}^{f(1)} = \frac{2}{3} \sum_{i=1}^3 \Delta M_{yBi} \sin \psi_i = h_{MyB} \Delta v_2^{f(1)} + k_{MyB} \Delta \beta_2^{f(1)} = \frac{2}{3} \Delta M_{zN}, \quad (4.27)$$

$$\begin{aligned} \Delta M_{yB3}^{f(1)} &= \frac{2}{3} \sum_{i=1}^3 \Delta M_{yBi} \cos \psi_i = h_{MyB} \Delta v_3^{f(1)} + k_{MyB} \Delta \beta_3^{f(1)} - \frac{9R}{8l_T} h_{MyB} \dot{x}_{\text{long}} \\ &= -\frac{2}{3} \Delta M_{yN}. \end{aligned} \quad (4.28)$$

Mit der Definition $\psi = 0^\circ$ bei Blatt 1 in 12 Uhr Position lassen sich die transformierten Größen des 1p-Modells physikalisch sinnvoll zuordnen:

- Die Größen $\Delta \beta_1^{f(1)}$, $\Delta v_1^{f(1)}$, $\Delta M_{yB1}^{f(1)}$ beziehen sich auf die xN-Achse. Blattwinkel und Windgeschwindigkeit sind der Schubkraft und dem antreibenden Moment zuzuordnen, für das Moment $M_{yB1}^{f(1)}$ gibt es keine physikalische Entsprechung.
- Die Größen $\Delta \beta_2^{f(1)}$, $\Delta v_2^{f(1)}$, $\Delta M_{yB2}^{f(1)}$ beziehen sich auf die zN-Achse und sind dem Giermoment zuzuordnen.
- Die Größen $\Delta \beta_3^{f(1)}$, $\Delta v_3^{f(1)}$, $\Delta M_{yB3}^{f(1)}$ beziehen sich auf die yN-Achse und sind dem Nickmoment zuzuordnen.

Für die Regelgröße Nickmoment ΔM_{yN} (4.16) ergeben weitere Umformungen:

$$\Delta M_{yN} = -\frac{3}{2} \Delta M_{yB3}^{f(1)}. \quad (4.29)$$

Das um 90° versetzte Giermoment M_{zN} ergibt sich zu:

$$\begin{aligned} \Delta M_{zN} &= -\sum_{i=1}^3 \cos(\psi_i + 90) \Delta M_{yBi} = \sum_{i=1}^3 \Delta M_{yBi} \sin \psi_i \\ &= \frac{3}{2} h_{MyB} \Delta v_2^{f(1)} + \frac{3}{2} k_{MyB} \Delta \beta_2^{f(1)} = \frac{3}{2} \Delta M_{yB2}^{f(1)}. \end{aligned} \quad (4.30)$$

Das 2p LZI-Modell

Mit den Eingangsgrößen des stehenden 2p-Systems ergeben sich unter Berücksichtigung von

$$\begin{aligned}\cos x \sin y &= \frac{1}{2} [\sin(x+y) - \sin(x-y)] , \\ \cos x \cos y &= \frac{1}{2} [\cos(x-y) + \cos(x+y)]\end{aligned}\tag{4.31}$$

folgende Bewegungsgleichungen und Momente:

$$J_{\text{ges}} \dot{\omega}_{\text{Rot}} = 3h_{\text{M}_{\text{xB}}} \Delta v_1^{f(2)} + 3k_{\text{M}_{\text{xB}}} \Delta \beta_1^{f(2)} - 3h_{\text{M}_{\text{xB}}} \dot{x}_{\text{long}} - \Delta M_{\text{Gen}} ,\tag{4.32}$$

$$\begin{aligned}m_{\text{T}} \ddot{x}_{\text{long}} &= 3h_{\text{F}_{\text{xB}}} \Delta v_1^{f(2)} + 3k_{\text{F}_{\text{xB}}} \Delta \beta_1^{f(2)} \\ &+ \left[\frac{81R}{32l_{\text{T}}^2} h_{\text{M}_{\text{yB}}} - 3h_{\text{F}_{\text{xB}}} - d_{\text{T}} \right] \dot{x}_{\text{long}} - s_{\text{T}} \Delta x_{\text{long}} ,\end{aligned}\tag{4.33}$$

$$m_{\text{T}} \ddot{x}_{\text{lat}} = \frac{27R}{16l_{\text{T}}} h_{\text{F}_{\text{yB}}} + \frac{3}{2l_{\text{T}}} \Delta M_{\text{Gen}} - d_{\text{T}} \Delta \dot{x}_{\text{lat}} - s_{\text{T}} \Delta x_{\text{lat}} ,\tag{4.34}$$

$$\Delta M_{\text{yB2}}^{f(2)} = \frac{2}{3} \sum_{i=1}^3 \Delta M_{\text{yBi}} \sin(2\psi_i) = h_{\text{M}_{\text{yB}}} \Delta v_2^{f(2)} + k_{\text{M}_{\text{yB}}} \Delta \beta_2^{f(2)} ,\tag{4.35}$$

$$\Delta M_{\text{yB3}}^{f(2)} = \frac{2}{3} \sum_{i=1}^3 \Delta M_{\text{yBi}} \cos(2\psi_i) = h_{\text{M}_{\text{yB}}} \Delta v_3^{f(2)} + k_{\text{M}_{\text{yB}}} \Delta \beta_3^{f(2)} .\tag{4.36}$$

Die transformierten Größen des 2p-Modells lassen sich nicht intuitiv interpretieren.

4.2.1 Verifikation des Entwurfsmodelles

Parametrierung

Nur sehr wenige Parameter des Entwurfsmodells lassen sich direkt den physikalischen Daten oder den Datensätzen eines komplexen „FAST“- oder „Flex5“-Modells entnehmen. Wie bereits bei der Modellierung erwähnt, erfolgt die Bestimmung der Turmparameter anhand von Faustformeln, während die aerodynamischen Verstärkungen sich entweder aus Kennfeldern der komplexen Simulation oder mithilfe des Entwurfsmodells für die Einzelblattvorsteuerung aus Abschnitt 4.5 herleiten lassen. Details zur Parametrierung finden sich in Anhang A.3.

Verifikation

Die Verifikation des Entwurfsmodells erfolgt anhand der Simulation eines komplexen Modells in „Flex5“. Die Untersuchungen in Anhang A.3 zeigen eine gute qualitative und quantitative Übereinstimmung beider Modelle hinsichtlich relevanter Effekte zur Einzelblattregelung.

4.3 Systembetrachtungen für die Einzelblattregelung

Anhand der 1p- und 2p-LZI-Modelle lässt sich eine Regelung der Drehzahl sowie der annähernd konstanten ($M_{yB2}^{f(1)}$ und $M_{yB3}^{f(1)}$) und der 3p-Anteile ($M_{yB2}^{f(2)}$ und $M_{yB3}^{f(2)}$) des Gier- und des Nickmomentes auslegen. Wie bereits in Abschnitt 2.3.6 beschrieben, wird oftmals davon ausgegangen, dass sämtliche Größen voneinander entkoppelt sind und ein dezentraler Reglerentwurf erfolgen kann.

Das 1p-Modell (4.23)-(4.28) bestätigt die Unabhängigkeit des Giermomentes M_{zN} von Zustands-, Stell- oder Störgrößen, die nicht dem Giermoment zugeordnet werden. Das Nickmoment M_{yN} ist jedoch über die longitudinale Turmbewegung mit der Drehzahl gekoppelt. Dieser Effekt ergibt sich durch die (oftmals vernachlässigte) Modellierung der Nickwinkelgeschwindigkeit des Turmkopfes $\dot{\phi}_{\text{long}}$ (4.12). Eine dezentrale Regelung ist dennoch möglich, da diese Kopplung im relevanten Frequenzbereich schwach ist und zusätzlich durch Filter einfach unterdrückt werden kann:

- Der 1p-Nickmomentregler soll das annähernd konstante Nickmoment reduzieren, also nur im niederfrequenten Bereich arbeiten. Langsame Änderungen des Nickmomentes haben wenig Einfluss auf die Turmbewegung und damit auf die Drehzahl. Änderungen des Nickmomentes mit der Turmeigenfrequenz oder dominanten höheren Frequenzen müssen prinzipiell verhindert werden, beispielsweise durch Kerb- und/oder Tiefpassfilter. Allerdings arbeitet der Drehzahlregler niedrigfrequent und ist so ausgelegt, dass er nicht auf Turmeigenfrequenz und höhere Frequenzen reagiert. Damit entstehen auch ohne Filterung keine Wechselwirkungen zwischen 1p-Nickmoment- und Drehzahlregler.
- Der Drehzahlregler soll Schwankungen um ca. 0.1 Hz reduzieren. Eine Anregung von Turmschwingungen muss durch die Auslegung ausgeschlossen werden. Niederfrequente Drehzahländerungen haben wenig Einfluss auf die Turmbewegung und damit das Nickmoment.

Im Gegensatz dazu sind die Regelgrößen des 2p-Systems (4.32)-(4.36) vollständig entkoppelt. Das Nickmoment hat keinerlei Einfluss auf die Turmbewegung oder die Drehzahl.

Auf Grundlage dieser Betrachtungen ist ein dezentraler Entwurf der Einzelblattregelung möglich. Die Drehzahlregelung kann unabhängig davon ausgelegt bzw. die bestehende weiter verwendet werden; kollektive und individuelle Blattverstellung werden als entkoppelt angenommen. Um unnötige Stellaktivität und ggf. Turmbewegungen durch die Einzelblattverstellung zu vermeiden, sollten die dominierenden 3p- und 6p-Störanteile der transformierten Größen herausgefiltert werden. Der Entwurf der vier SISO-Regler für die konstanten und 3p-Anteile der Nick- und Giermomente erfolgt in Abschnitt 6.1.

4.4 Voraussetzungen für die Einzelblattvorsteuerung

Auf der Anlage montierte LiDAR-Geräte messen die weit vor der WEA herrschenden Windgeschwindigkeiten. Diese Daten ermöglichen eine vorausschauende Reaktion auf die systemtechnische Störgröße der WEA – den Wind – um Schwankungen innerhalb des Windfeldes mittels Einzelblattverstellung zu kompensieren. Im einleitenden Kapitel zur WEA-Regelung, Abschnitt 2.3.7, wurden bereits erste Ansätze zur LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung vorgestellt. In dieser Arbeit wird ein weiterführendes Konzept entwickelt und in Simulationsstudien untersucht. Die Ziele und Rahmenbedingungen lassen sich wie folgt zusammenstellen:

Ziele der Vorsteuerung:

- Kompensation des zeitvarianten inhomogenen Windfeldes
➔ Vorausschauende (Stör-) Kompensation
- Kompensation der asymmetrischen Rotorbelastungen bzw. Belastungsschwankungen am Rotorblatt bzw. an der Antriebswelle
➔ Einzelblattverstellung

Rahmenbedingungen der Vorsteuerung:

- Messung des zukünftigen Windfeldes mit LiDAR, keine parallele Belastungsmessung
- Änderung des Windfeldes auf dem Weg von der Mess- in die Rotorebene durch Windevolution, nach aktuellem Forschungsstand nur z. T. beschreibbar
➔ Robuste Vorsteuerung
➔ Exakte Kompensation wenig zielführend, daher
- Beschreibung des Windfeldes mit Mittelwerten über der Messebene: Windgeschwindigkeit, vertikale und horizontale Windscherung sowie Schräganströmung, siehe Abschnitt 3.3.4
➔ Aufeinander abgestimmte Verstellung der einzelnen Blätter
➔ Zyklische Blattverstellung pro Rotordrehung (1p)

Die Vorgaben führen zu einer vorausschauenden, individuellen Einzelblattvorsteuerung zur Kompensation der 1p-Belastungen des Blattes. Um das Blattverstellsystem nicht übermäßig zu belasten und ggf. den Energieertrag zu schmälern, beschränkt sich die Anwendung der Vorsteuerung auf den Volllastbereich.

Der Fokus des Entwurfsmodells liegt dadurch auf einer qualitativ und quantitativ korrekten Darstellung der Belastungsschwankungen am Blatt. Das Modell soll möglichst einfach sein und lediglich die Haupteffekte für die Einzelblattverstellung abbilden. Deren Identifikation bzw. die Modellverifikation ist damit ein entscheidender Schritt der Modellierung. Dazu soll zunächst ein allgemeingültiges, nichtlineares Modell erstellt und sukzessive vereinfacht werden. Dieses vereinfachte Modell ermöglicht weitergehende Systembetrachtungen als Grundlage des Vorsteuerungsentwurfes in Kapitel 6.2 mit erneuten Vereinfachungen und Linearisierungen.

4.5 Modellgleichungen für die Einzelblattvorsteuerung

Wesentlicher Bestandteil des vereinfachten Modells (VM) ist die Darstellung der Aerodynamik, wofür die BEM-Theorie herangezogen wird. Diese kombiniert die Impulstheorie mit der Blattelemente-Theorie und ermöglicht eine iterative Lösung der aerodynamischen Verhältnisse pro Blattelement. Ergänzend zur prinzipiellen Erläuterung in Abschnitt 3.2.1 werden im Folgenden die grundlegenden Modellgleichungen aufgestellt. Nach einer kurzen Erläuterung der Vorteile und Grenzen der BEM-Theorie werden gängige Ergänzungen bzw. Korrekturen aufgeführt. Dabei orientiert sich die Modellierung im Wesentlichen an [22], [101] und [117].

Grundlegende BEM-Theorie

In Abbildung 4.3 sind die Anströmungs- und Kräfteverhältnisse eines Blattelementes dargestellt. Die resultierende Windgeschwindigkeit v_{res} und der Anströmwinkel ϕ ergeben sich geometrisch aus der aufgrund der axialen Induktion a verzögerten Geschwindigkeit des einströmenden Windes v_{∞} und der durch tangential Induktion a' beeinflussten Umfangsgeschwindigkeit v_U :

$$v_{\text{res}} = \sqrt{(v_{\infty}(1-a))^2 + (v_U(1+a'))^2}, \quad (4.37)$$

$$\phi = \text{atan}\left(\frac{v_{\infty}(1-a)}{v_U(1+a')}\right). \quad (4.38)$$

Der aerodynamisch relevante Anstellwinkel α_A stellt sich als Differenz zwischen Anströmwinkel ϕ und der Neigung der Profildehne zur Rotorebene β_1 , welche den Einstellwinkel und die lokale Verwindung des Blattes umfasst, ein. Liegen mit dem Widerstandsbeiwert $c_W(\alpha_A)$ und dem Auftriebsbeiwert $c_A(\alpha_A)$ die meistens experimentell ermittelten aerodynamische Kennwerte des Blattprofils, weitere geometrische Daten wie die Breite b_B des Blattelementes und die Blattiefe t_B sowie die Luftdichte ρ vor, können die am aerodynamischen Zentrum angreifenden aerodynamischen Kraftkomponenten berechnet werden. Mit Δ werden dabei die Kräfte pro Blattsegment gekennzeichnet.

Aus der in Anströmrichtung wirkenden Widerstandskraft ΔF_W und der orthogonal dazu wirkenden Auftriebskraft ΔF_A lassen sich die Schubkraft ΔF_{x_B} in Richtung der Rotor- bzw. x -Achse und die antreibende Kraft ΔF_{y_B} tangential zur Rotorachse pro Blattelement ermitteln:

$$\Delta F_{x_B} = \frac{1}{2} \rho v_{\text{res}}^2 (c_A(\alpha_A) \cos \phi + c_W(\alpha) \sin \phi) t_B b_B, \quad (4.39)$$

$$\Delta F_{y_B} = \frac{1}{2} \rho v_{\text{res}}^2 (c_A(\alpha_A) \sin \phi - c_W(\alpha) \cos \phi) t_B b_B. \quad (4.40)$$

In den Gleichungen (4.39) und (4.40) bleiben die Unbekannten a und a' . Eine analytische Lösung ist nicht möglich, da sich die Induktionsfaktoren in Abhängigkeit der geleisteten Arbeit und damit dem Anstellwinkel α_A bzw. dem Anströmwinkel ϕ einstellen. Das Problem muss stets iterativ gelöst werden.

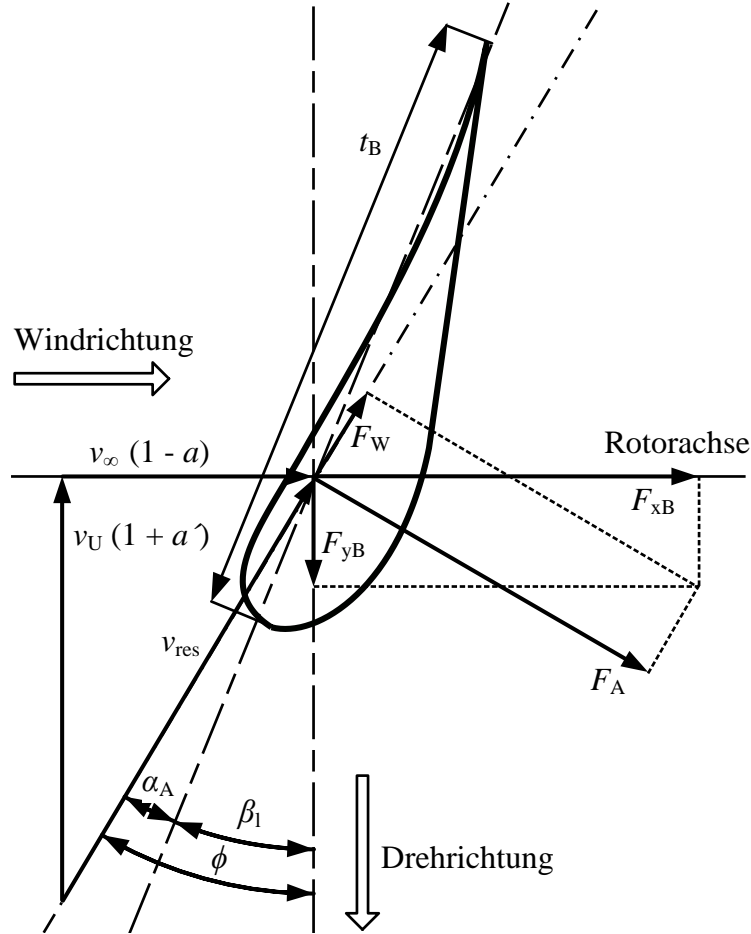


Abbildung 4.3: Anströmungs- und Kräfteverhältnisse an einem Blattelement.

Das antreibende Moment ΔM_{xB} tangential zur Rotorachse pro Blattelement berechnet sich für den lokalen Blattradius r wie folgt:

$$\Delta M_{xB} = \frac{1}{2} \rho v_{res}^2 r (c_A(\alpha_A) \sin \phi - c_W(\alpha_A) \cos \phi) t_B b_B. \quad (4.41)$$

Durch Multiplikation der pro Blatt wirkenden Widerstandskraft ΔF_W (4.39) und des antreibenden Momentes ΔM_{xB} (4.41) mit der Anzahl der Blätter B ergeben sich die resultierenden Größen im Rotor- bzw. Nabenkoordinatensystem, die Schubkraft ΔF_{xN} und das antreibende Moment ΔM_{xN} für ein Ringelement. Die beiden Größen können alternativ mithilfe der Impulserhaltung berechnet werden:

$$\Delta F_{xN} = 4\pi r \rho v_\infty^2 (1 - a) a b_B, \quad (4.42)$$

$$\Delta M_{xN} = 4\pi r^3 \rho v_\infty^2 \omega (1 - a) a' b_B. \quad (4.43)$$

Durch Gleichsetzen der Formeln (4.39) und (4.42) bzw. (4.41) und (4.43) lassen sich die axialen und tangentialen Induktionsfaktoren berechnen, wobei σ die Profilsolidität darstellt:

$$a = \frac{1}{\frac{4 \sin^2 \phi}{\sigma(c_A(\alpha_A) \cos \phi + c_W(\alpha_A) \sin \phi)} + 1} \quad \text{mit } \sigma = \frac{B t_B}{2\pi r}, \quad (4.44)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \sin \phi \cos \phi}{\sigma(c_A(\alpha_A) \sin \phi - c_W(\alpha_A) \cos \phi)} + 1}. \quad (4.45)$$

Zur iterativen Berechnung der aerodynamischen Kräfte kann wie folgt vorgegangen werden:

1. Initialisierung von a und a' , üblicherweise $a = a' = 0$
2. Berechnung des Anströmwinkels ϕ mit Gleichung (4.38) und Bestimmung des Anstellwinkels α_A
3. Ermittlung von $c_W(\alpha_A)$ und $c_A(\alpha_A)$ aus Profiltabellen
4. Berechnung von a und a' mit den Gleichungen (4.44) und (4.45)
5. Erneut ab Schritt 2 beginnen, wenn a oder a' sich mehr als um eine erlaubte Toleranz geändert haben. Ansonsten zu Schritt 6 gehen
6. Berechnung der resultierenden Windgeschwindigkeit v_{res} und der aerodynamischen Kräfte pro Blattelement

Liegen nach erfolgreicher Iteration die Kräfte pro Blattelement vor, ergeben sich das antreibende Moment sowie die BWB als Summe der Einzelgrößen aller Blattsegmente.

Erweiterungen und Korrekturen von BEM-Modellen

Die BEM-Theorie besticht durch ihre einfache Modellierung, unterliegt aufgrund dessen jedoch zahlreichen Grenzen: Die Berechnungen sind beispielsweise statisch. Es wird angenommen, dass der Luftstrom um das Blatt herum im Gleichgewicht ist und der durchströmende Wind z. B. schlagartig beschleunigt, um Änderungen in den nachlaufenden Wirbeln auszugleichen. In der Realität passt sich der Nachlauf neuen Anströmverhältnissen oder Betriebszuständen mit Zeitverzug an. Des Weiteren ist die BEM-Theorie bei starker Biegung oder Auslenkung aus der Rotorebene hinaus nicht mehr gültig, da sie von einem Impulsgleichgewicht in einer Ebene ausgeht. Auch die Unterteilung des Blattes in voneinander unabhängige Segmente ist stark vereinfachend. Die auftretenden Kräfte werden als zweidimensional angenommen, Ströme bzw. die zugrunde liegenden Druckunterschiede in Achsrichtung der Blätter werden damit ignoriert.

Ebenfalls nicht berücksichtigt sind der Einfluss von Wirbeln an der Blattspitzen und der Blatt-naben auf die induzierte Geschwindigkeit, Stalleffekte sowie die Neigung des Nachlaufes bei Schräganströmung. Des Weiteren ist die BEM-Theorie nur für geringe bis mäßige Induktionen zulässig. Diese Defizite können jedoch durch die Einführung von Korrekturfaktoren und Erweiterungen einbezogen werden. Für komplexe Anlagenmodelle auf Basis der BEM-Theorie sind folgende Anpassungen üblich:

- Blattspitzen- und Wurzelverluste
- Korrektur der axialen Induktion bei hoher Induktion
- Neigung des Nachlaufs bei Schräganströmung, engl. *skewed wake effect*
- Dynamische(r) Nachlauf/Anströmung, engl. *dynamic wake/ inflow*
- Dynamischer Strömungsabriss, engl. *dynamic stall*

Der Einfluss von Wirbeln an Blattspitze (BS) und Blattwurzel (BW) auf die induzierte Geschwindigkeit, die sogenannten **Blattspitzen- und Blattwurzelverluste**, lassen sich nach Prantl aus [101] mittels eines Korrekturfaktors f berücksichtigen:

$$f = \frac{2}{\pi} \arccos(e^{-f_{BS}}) \frac{2}{\pi} \arccos(e^{-f_{BW}}) \text{ mit} \quad (4.46)$$

$$f_{BS} = \frac{B}{2} \frac{R-r}{r \sin \phi} \text{ und } f_{BW} = -\frac{B}{2} \frac{r-R}{r \sin \phi} .$$

Der Schub und das Moment aus der Impulserhaltung werden mit dem Korrekturfaktor multipliziert, sodass zur Berechnung des axialen Induktionsfaktors statt (4.44) fortan gilt:

$$a = \frac{1}{\frac{4f \sin^2 \phi}{\sigma(c_A(\alpha_A) \cos \phi + c_W(\alpha_A) \sin \phi)} + 1} . \quad (4.47)$$

Während Blattspitzenverluste, die im aerodynamisch hochwirksamen äußeren Drittel des Blattes erfolgen, einen großen Einfluss auf die aerodynamischen Gesamtkräfte haben, ist der Einfluss der Blattwurzelverluste gering und wird nach ersten Untersuchungen im vereinfachten Modell vernachlässigt.

Bei hoher Induktion ist eine **Korrektur des Induktionsfaktors** notwendig, da die BEM-Theorie lediglich für axiale Induktionsfaktoren bis ca. 0.4 gültig ist. Für höhere Induktionsfaktoren würde nach der idealen Theorie der Schub wieder abnehmen, was physikalisch nicht logisch ist. Der Schubkoeffizient c_s muss daher empirisch ermittelt werden. Für das vereinfachte Modell wird der 1994 ermittelte Zusammenhang nach Spera aus [101] verwendet. Der axiale Induktionsfaktor wird für Werte ab $a_k \approx 0.2$ korrigiert:

$$c_s = \begin{cases} 4a(1-a)f & a \leq a_k \\ 4(a^2 + (1-2a_k)a)f & a > a_k \end{cases} \quad (4.48)$$

Ergibt sich nach Gleichung (4.47) $a > a_k$, erfolgt eine Korrektur (Schritt 4b):

$$a = \frac{1}{2} \left[2 + D(1-2a_k) - \sqrt{(D(1-2a_k) + 2)^2 + 4(Da^2 - 1)} \right] \quad \text{mit} \quad (4.49)$$

$$D = \frac{4f \sin^2 \phi}{\sigma(c_A \cos \phi + c_W \sin \phi)} .$$

Um die **Neigung des Nachlaufes bei Schräganströmung** in der BEM-Theorie zu berücksichtigen, erfolgt eine weitere Korrektur des axialen Induktionsfaktors. Im vereinfachten Modell wird die Korrektur in Anlehnung an den u. a. in „FAST/AeroDyn“ verwendeten Ansatz nach Glauert und der Parametrierung nach Pitt & Peters berechnet (Schritt 4c):

$$a = a \left[1 + \frac{15\pi r}{32 R} \left(\tan\left(\frac{\chi_h}{2}\right) \sin \psi + \tan\left(\frac{\chi_v}{2}\right) \cos \psi \right) \right] . \quad (4.50)$$

Der Azimutwinkel ψ beträgt 0° , wenn sich das Blatt in 12 Uhr Position befindet. Nach [23] lässt sich der horizontale bzw. vertikale Neigungswinkel $\chi_{h/v}$ bei Kenntnis der horizontalen bzw. vertikalen Schräganströmung $\gamma_{h/v}$ wie folgt annähern:

$$\chi_{h/v} = (0.6a + 1)\gamma_{h/v} . \quad (4.51)$$

Eine ausführliche Erläuterung dieses *skewed wake effects* erfolgt in Kapitel 5, da die Modellierung bzw. Parametrierung einer BEM-Korrektur sehr umstritten ist.

Die BEM-Theorie geht davon aus, dass der Luftstrom um das Blatt herum stets im Gleichgewicht ist. Um einen Zeitverzug zwischen Änderungen des ein- oder abströmenden Windes und der induzierten Windgeschwindigkeit zu berücksichtigen, können unterschiedliche **dynamische Modelle für die Anströmung bzw. den Nachlauf** verwendet werden. Nach Stig Øye aus [101] wird für die induzierte Windgeschwindigkeit ein Filter verwendet, der zwei Differenzialgleichungen 1. Ordnung enthält.

$$u_{\text{int}} + \tau_1 \frac{du_{\text{int}}}{dt} = u_{\text{qs}} + C\tau_1 \frac{du_{\text{qs}}}{dt} , \quad u + \tau_2 \frac{du}{dt} = u_{\text{int}} . \quad (4.52)$$

Dabei stellt u_{int} einen intermediären, u_{qs} den zuvor berechneten, quasi statischen und u den finalen Wert der induzierten Geschwindigkeit dar, C beträgt 0.6. Die Zeitkonstanten τ_1 und τ_2 ergeben sich aus einfachen Wirbelberechnungen

$$\tau_1 = \frac{1.1}{(1 - 1.3a)} \frac{R}{v_\infty}, \quad \tau_2 = \tau_1 \left(0.39 - 0.26 \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right). \quad (4.53)$$

Obwohl sich die Strömungsverhältnisse am Blatt beispielsweise bei konstanter Scherung permanent ändern, wird insgesamt von langsamen Änderungen ausgegangen und dieser Effekt im vereinfachten Modell vernachlässigt. Diese Annahme bestätigt sich in folgenden Abschnitt 4.5.1.

Bei hohen Windgeschwindigkeiten und starker Schräganströmung kann es zum Strömungsabriss, engl. *stall*, am Blatt bzw. an Blattabschnitten kommen. Da sich die Windgeschwindigkeit am Blatt aufgrund von Windscherung, Turmvorstau und Turbulenzen oder der Anstellwinkel aufgrund der Schräganströmung ständig ändert, können ständige Wechsel zwischen abreißender und anliegender Strömung auftreten. Der Prozess des **Strömungsabrisse**s ist per se **dynamisch**: Eine rasche Änderung des Anstellwinkels bewirkt, dass ein Wirbel von der Vorder- zur Hinterkante wandert. Dabei nimmt der Auftrieb des Blattes bis über das Niveau des statischen Strömungsabrisse zu. Der Auftrieb fällt schlagartig ab, sobald der Wirbel die Hinterkante erreicht und das Blatt sich im statischen Abriss befindet. Nimmt der Anstellwinkel aufgrund der Umgebungsbedingungen wieder ab, bleibt der Auftrieb zunächst gering. Die Strömung legt sich erst wieder an, wenn der Anstellwinkel das Niveau für statischen Strömungsabriss deutlich unterschreitet. Um dieses Hysterese-Verhalten darzustellen, gibt es unterschiedliche Modelle, wobei insbesondere das Beddoes–Leishman-Modell oder dessen Vereinfachung für Windenergieanlagen von Stig Øye in [101] weit verbreitet sind. Im vereinfachten Modell wird der dynamische Strömungsabriss vernachlässigt. Es wird angenommen, dass dieser durch die Einzelblattverstellung erfolgreich verhindert werden kann.

Berücksichtigte Effekte im vereinfachten Modell

Da sich der Einfluss der tangentialen Induktion auf die resultierenden Kräfte und Momente in ersten Untersuchungen als sehr gering herausgestellt hat, wird diese neben Blattwurzelverlusten, dynamischem Nachlauf und dynamischem Strömungsabriss im vereinfachten Modell vernachlässigt. Das vereinfachte Modell bildet demnach folgende aerodynamische Effekte ab:

- Axiale Induktion als Haupteffekt
- Korrektur der axialen Induktion nach Spera
- Blattspitzenverluste nach Prantl
- *Skewed wake effect* nach Glauert mit Parametrierung nach Pitt & Peters

Ein weiterer großer Einflussfaktor auf die Blattbelastung ist die **Rückwirkung der Blattstruktur** auf die Aerodynamik. Die aerodynamischen Kräfte sorgen sowohl für statische als auch dynamische Verformungen am Blatt. Durch die Blattbewegung ändern sich die relativen Windgeschwindigkeiten, Biegung und Torsion führen zu geänderten Anstellwinkeln. Die Rückwirkung der Blattstruktur bleibt jedoch aus verschiedenen Gründen im vereinfachten Modell unberücksichtigt: Zum einen ist die Modellierung komplex und schwer zu vereinfachen, wie unter anderem die von der Autorin betreute studentische Arbeit von Schmidt et al. [118] zeigt. Zum ande-

ren liegen kaum geeignete Möglichkeit zur Verifizierung vor. Die in dieser Arbeit verwendeten Simulationsprogramme „Flex5“ und „FAST v7“²³ können beispielsweise die Torsion des Blattes²⁴ nicht abbilden. Der Torsionsfreiheitsgrad in den Simulationsprogrammen „Hawk2“ von der DTU und „Bladed“ von der Firma GL Garrad Hassan ist verhältnismäßig neu. Nach Kenntnis der Autorin sind die Modelle mit Torsion zumindest zum Zeitpunkt der Bearbeitung des Entwurfsmodells nur teilweise validiert, sodass es zu deutlichen Unterschieden im Torsionswinkel bei Simulation derselben Blattstruktur mit den verschiedenen Simulationsprogrammen kommen kann. Durch die Vernachlässigung der gesamten Blattstruktur im vereinfachten Modell wird vermieden, dass es zu einer stark fehlerhaften Berücksichtigung der durch die Blattstruktur verursachten aerodynamischen Effekte kommt. Diese könnte im schlimmsten Fall zu einer Überbewertung der Kompensation in der Simulation und einer kontraproduktiven Vorsteuerung in der Realität führen.²⁵ Zudem besteht die Hoffnung, dass die Blattstruktur zwar deutlichen Einfluss auf die absoluten Blattbelastungen, aber nur wenig Einfluss auf die durch das inhomogene Windfeld hervorgerufenen Belastungsschwankungen hat.

4.5.1 Verifikation des vereinfachten Modells mit Flex5

Zur Verifikation des vereinfachten Modells (VM) erfolgt ein Abgleich zentraler Größen mit „Flex5“-Simulationsergebnissen einer 3 MW Anlage der Firma Senvion. Der Fokus liegt auf der qualitativ und quantitativ korrekten Darstellung der asymmetrischen Rotorbelastungen bzw. Belastungsschwankungen am Blatt im Volllastbereich. Ein Abgleich im Teillastbereich wird ebenfalls vorgenommen, da dieser Bereich in Kapitel 5 für die Untersuchung des *skewed wake effect* verwendet wird. Die Verifikation erfolgt schrittweise: Zunächst wird das vereinfachte Modell mit dem reinen aerodynamischen Modell in „Flex5“ durch Deaktivierung der Strukturfreiheitsgrade verglichen. Dabei werden die Verhältnisse entlang des Blattes in unterschiedlichen Arbeitspunkten bei statischen Windbedingungen, dann das BWB aus der Rotorebene hinaus bei Durchlaufen eines konstanten Windfeldes mit Windscherung oder Schräganströmung untersucht. Abschließend erfolgt der Abgleich mit einer Standard-„Flex5“-Simulation, um insbesondere die Vernachlässigung der Strukturdynamik im VM beurteilen zu können.

Statische Windbedingungen

Zunächst müssen die Arbeitspunkte des VM festgelegt werden. In Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit werden Drehzahl und Blattwinkel anhand des reinen aerodynamischen „Flex5“-Modell im Normalbetrieb gewählt. Es zeigen sich geringe Abweichungen des BWB aus

²³ „FAST“ bildet erst ab Version 8.12, verfügbar seit Herbst 2015 und damit erst zum Ende der Projektlaufzeit, die Blatttorsion ab.

²⁴ Die Vernachlässigung der Blatttorsion war in der Vergangenheit meist unproblematisch, da überwiegend torsionssteife Blätter gebaut wurden und der Einfluss der geringen Torsion gut anderweitig abgeschätzt werden konnte. Mit dem Einsatz immer längerer weicherer Blätter gewinnt die Abbildung der Torsion zunehmend an Bedeutung. Das Blatt tordiert zum einem zyklisch während des Umlaufes durch das Eigengewicht mit maximaler Torsion bei ca. 3 und 9 Uhr Blattposition. Zum anderen tordiert es bei (schubbedingter) Biegung des Blattes aufgrund der Biege-Torsions-Kopplung. Grundsätzlich ist die Berücksichtigung der Torsion bei stark tordierenden Blättern zur Auslegung und einen weitergehenden Einsatz der Einzelblattvorsteuerung interessant. Durch die Biege-Torsions-Kopplung dreht sich das Blatt bei hoher Schubbelastung automatisch ein wenig aus dem Wind, so dass zur Kompensation starker Belastungsänderungen etwas geringere Blatteinstellwinkel notwendig sind. Eine Einzelblattvorsteuerung könnte ebenso zur Kompensation der deterministischen, zyklischen Torsion durch das Eigengewicht des Blattes genutzt werden.

²⁵ Umgekehrt kann dieser Fall jedoch auch gerade durch die Vernachlässigung der Blattstruktur auftreten, weshalb diese Thematik in zukünftigen Arbeiten aufgegriffen werden sollte.

der Ebene hinaus zwischen beiden Modellen. Um diese zu beseitigen, erfolgt pro Arbeitspunkt eine empirische Anpassung des Blattwinkels um weniger als $\pm 0.35^\circ$ im VM.

Abbildung 4.4 zeigt den Verlauf zentraler aerodynamischer Größen entlang des Blattes. Der Anströmwinkel α_A , der axiale Induktionsfaktor a , der Auftriebsbeiwert c_A und der Faktor f für die Blattspitzen- und Wurzelverluste ist für verschiedene Windgeschwindigkeiten aufgetragen.

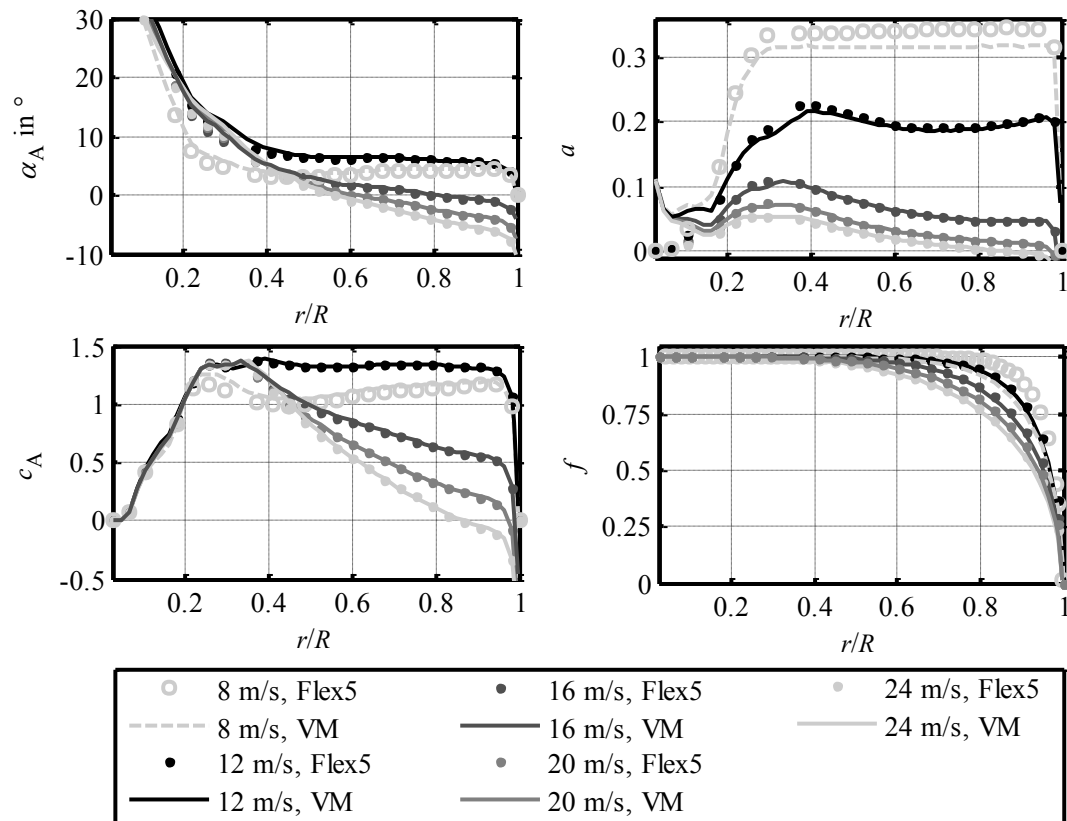


Abbildung 4.4: Verlauf zentraler aerodynamischer Größen entlang des Blattes bei konstanten Windgeschwindigkeiten mit „Flex5“ (reines aerodynamisches Modell) und dem vereinfachten Modell für eine 3 MW Anlage.

Im Volllastbereich stimmen die Verläufe von „Flex5“ mit reinem aerodynamischen Modell und dem VM sehr gut miteinander überein. Im Teillastbereich weichen die Verläufe geringfügig voneinander ab, was vor allem auf leichte Modellierungsunterschiede zwischen „Flex5“ und dem VM hinsichtlich der Korrektur des axialen Induktionsfaktors bei hoher Induktion zurückzuführen ist.

Windscherung

In Abbildung 4.5 ist der Verlauf des relativen BWB aus der Ebene hinaus bei Standard-Windscherung ($\alpha_h = 0.2$) über dem Azimutwinkel ψ zu sehen. Die Übereinstimmung ist sowohl im Nenn- als auch im Teillastbereich sehr gut. Die nur in „Flex5“ berücksichtigten dynamischen Effekte wie *dynamic wake/ inflow* und *dynamic stall* haben offensichtlich wenig Einfluss. Die Amplitude der Belastungsschwankungen ist mit dem VM etwas geringer als mit „Flex5“.

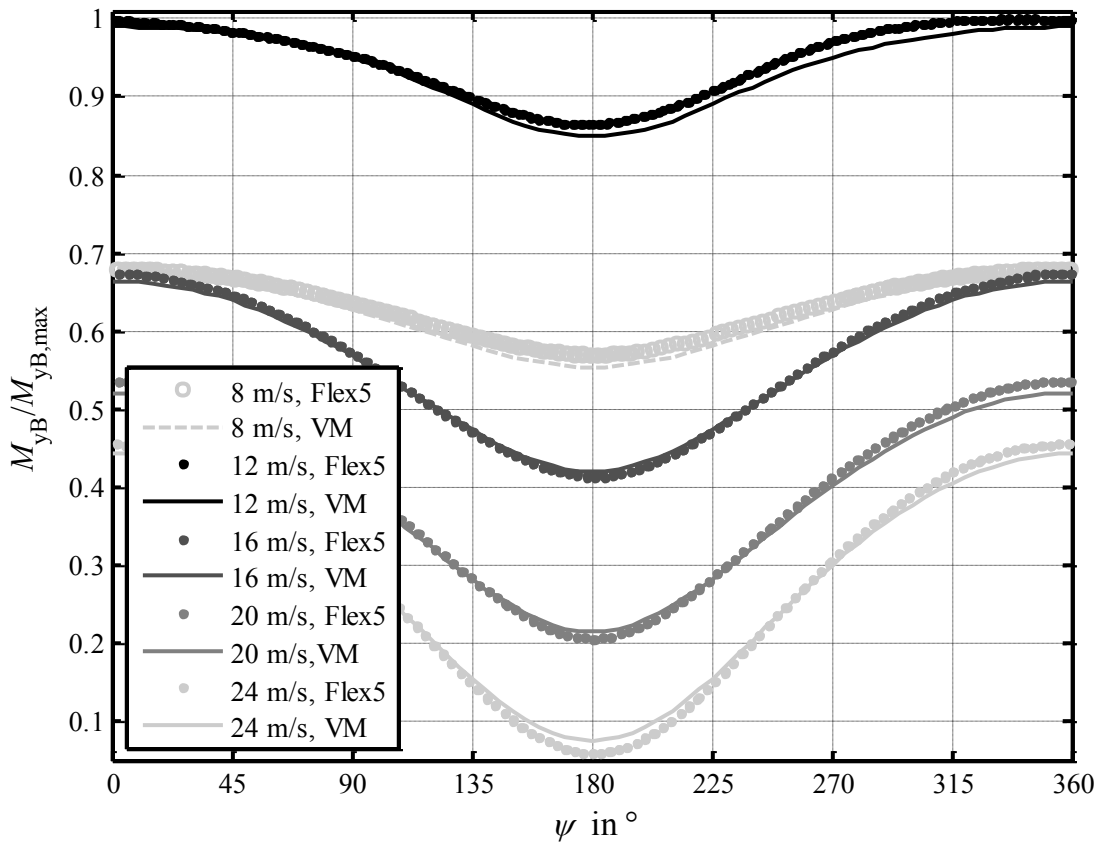


Abbildung 4.5: Verlauf des relativen BWB aus der Ebene hinaus bei einer Windscherung mit $\alpha_h = 0.2$ über dem Azimutwinkel mit „Flex5“ (reines aerodynamisches Modell) und dem vereinfachten Modell für eine 3 MW Anlage.

Schräganströmung

In Abbildung 4.6 ist der Verlauf des relativen BWB aus der Ebene hinaus über dem Azimutwinkel bei einer horizontalen Schräganströmung von 10° aufgetragen. Anders als bei Windscherung ergeben sich gut sichtbare Abweichungen zwischen „Flex5“ mit reinem aerodynamischen Modell und dem VM, was sich besonders in der Phasenlage bemerkbar macht. Eine Deaktivierung der dynamischen Effekte in „Flex5“ führt zu keiner grundlegenden Änderung. Ursache ist vielmehr die unterschiedliche Implementierung des *skewed wake effect*. Während im VM der weit verbreitete Ansatz von Glauert mit einer Parametrierung nach Pitt & Peters gewählt wurde, ist der *skewed wake effect* in „Flex5“ nur in geringem Maße berücksichtigt. Die konkrete Implementierung orientiert sich an [101], ist jedoch nicht vollständig nachvollziehbar. Im Kapitel 5 wird daher untersucht, welcher Ansatz die Realität besser abbildet.

Das Ergebnis von Kapitel 5 bestätigt die Modellierung nach Glauert mit einer Parametrierung nach Pitt & Peters, jedoch mit einem zusätzlichen Skalierungsfaktor von $K_{\text{Skew}} = 0.3$. Die dadurch hervorgerufene Phasenverschiebung des Belastungsmaximums bzw. -minimums über dem Azimutwinkel ist damit im Teillast- und unteren Vollastbereich nur noch sehr gering, siehe Abbildung 4.6. Für Windgeschwindigkeiten über 12 m/s ändert sich die Phasenlage durch die Skalierung nicht sichtbar, sodass auf eine Darstellung verzichtet wird. Die Unterschiede zwischen dem VM und dem „Flex5“-Modell haben sich reduziert. Das Belastungsniveau und die

Amplitude stimmen – wenn auch nicht so gut wie bei Scherung – miteinander akzeptabel überein. Im Teillast- und unteren Vollastbereich passen die Phasenlagen zueinander, im oberen Nennlastbereich treten bis zu 20° Phasenverschiebung auf.

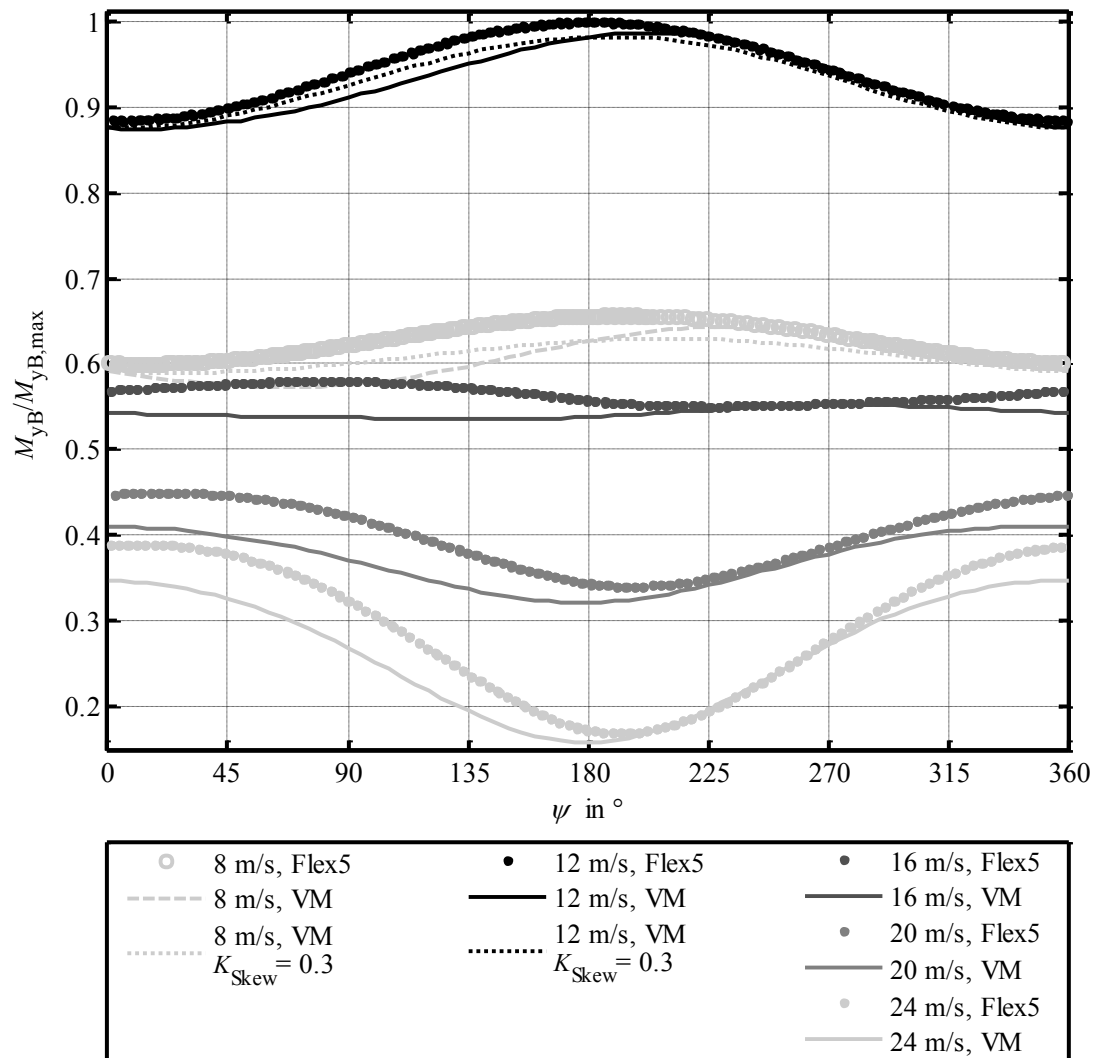


Abbildung 4.6: Verlauf des relativen BWB aus der Ebene hinaus über dem Azimutwinkel bei einer horizontalen Schräganströmung von $\gamma_h = 10^\circ$ mit „Flex5“ (reines aerodynamisches Modell) und dem vereinfachten Modell mit und ohne Skalierung des *skewed wake effect* für eine 3 MW.

Windscherung mit Standard-Flex5-Simulation

In Abbildung 4.7 ist der Verlauf des relativen BWB aus der Ebene hinaus einer Standard-„Flex5“-Simulation bei Standard-Windscherung ($\alpha_h = 0,2$) aufgetragen. Anders als in Abbildung 4.5 ist das durchschnittliche Biegemoment mit „Flex5“ deutlich größer als mit dem VM, maßgeblich durch Berücksichtigung der Gondel- und Blattneigung. Des Weiteren ist mit „Flex5“ ein Einbruch des Momentes bei Passieren des Turmes sichtbar – im Gegensatz zum VM ist der Turmvorstau abgebildet. Der Einbruch erfolgt nicht exakt bei 180° , sondern ist um 10° bis 20° phasenverschoben. Ursache für die Verschiebung ist die Bewegung des Blattes in Schlagrichtung. Vermutlich sorgt die Relativbewegung des Blattes, verzögert durch die Massen-

trägeit, für den verschobenen Einbruch. Werden die „Flex5“-Verläufe durch eine harmonische Funktion angenähert, reduziert sich die Phasenverschiebung im oberen Volllastbereich, nimmt ansonsten aber zu. Bei Vergleich der harmonischen Näherung (HN) mit dem Verlauf mit VM ist im oberen Volllastbereich eine gute Übereinstimmung bzgl. Phasenlage und Amplitude erkennbar, im unteren Volllast- und Teillastbereich gibt es gerade hinsichtlich der Phasenlage Abweichungen. Eine Berücksichtigung der Blattstruktur wäre demnach wünschenswert, die Unterschiede erscheinen jedoch nicht so groß, als dass eine Vernachlässigung nicht akzeptabel wäre.

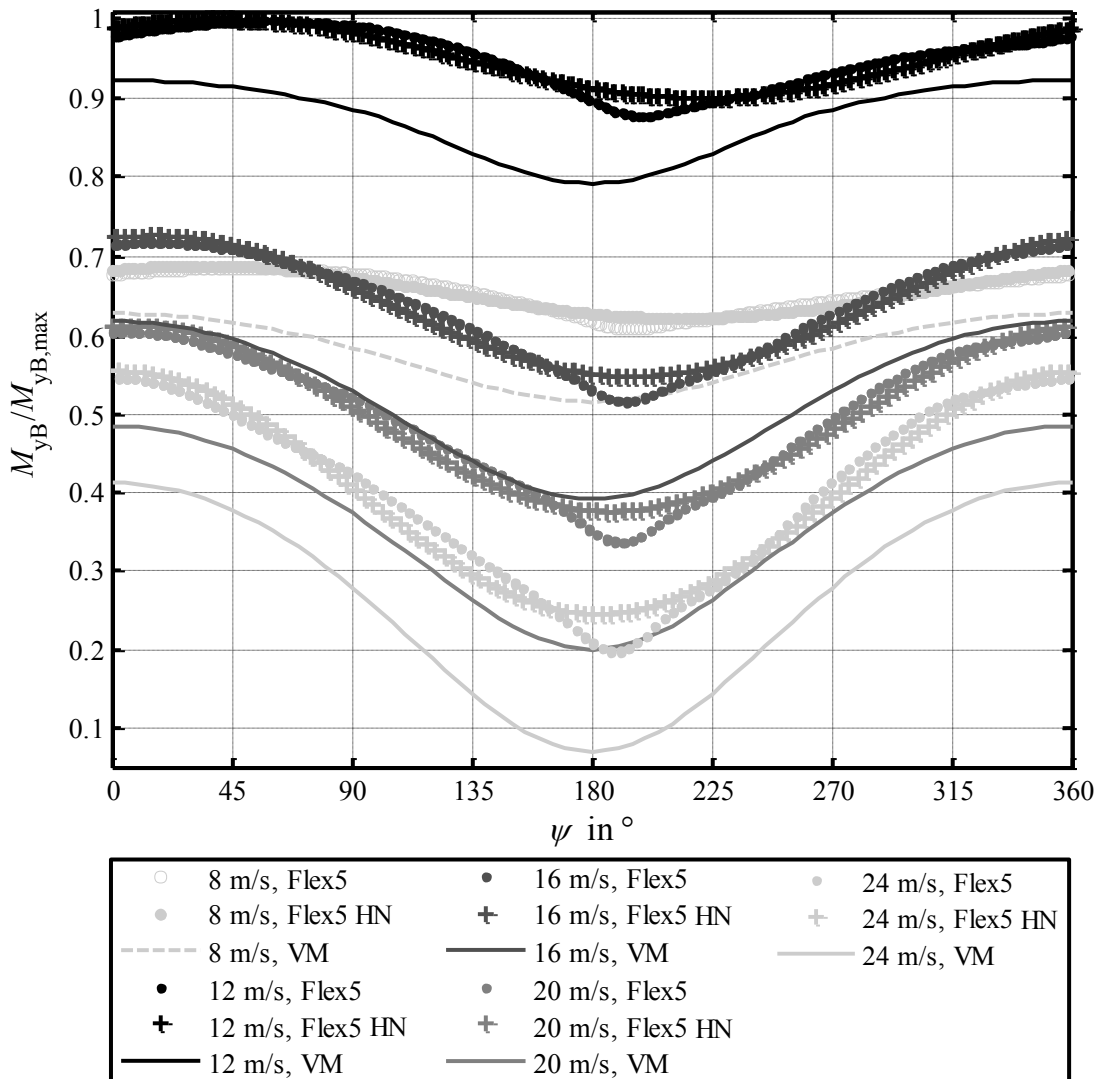


Abbildung 4.7: Verlauf des relativen BWB aus der Ebene hinaus bei Standard-Windscherung ($\alpha_h = 0.2$) über dem Azimutwinkel mit „Flex5“ (Standard-Simulation), dessen harm. Näherung und dem vereinfachten Modell für eine 3 MW Anlage.

Auf einen Vergleich von VM und Standard-„Flex5“-Simulation bei Schräganströmung wird verzichtet, da ähnliche Abweichungen zu erwarten sind. Das VM wird damit als ausreichend verifiziert betrachtet und kann zum Aufbau und zur Parametrierung der Vorsteuerung verwendet werden. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen auch, dass eine aussagekräftige Simulation mit einer, auf dem VM beruhenden, LIDAR-basierten Vorsteuerung in „Flex5“ erfolgen kann.

4.6 Systembetrachtungen für die Einzelblattvorsteuerung

Für weitergehende Systembetrachtungen zur Einzelblattvorsteuerung liegt im Gegensatz zur Einzelblattregelung ein komplexes, nicht analytisches Entwurfsmodell vor. Vereinfachungen und Linearisierungen werden erst später, direkt beim Entwurf der Vorsteuerung in Kapitel 6.2 untersucht. An dieser Stelle erfolgen daher grundsätzliche Analysen, um die Konzeptionierung der Vorsteuerung vorzubereiten. Zunächst werden die Belastungsmuster des Blattwurzelbiegemomentes aus der Ebene hinaus für die einzelnen charakteristischen Größen des Windfeldes identifiziert. Anschließend wird analysiert, ob sich die favorisierte, da praktisch umsetzbare, Gesamtblattverstellung neben der Reduktion resultierender Belastungsschwankungen auch zur Kompensation lokaler Belastungen eignet.

4.6.1 Analyse der Belastungsmuster

Sämtliche Belastungsmuster werden ausschließlich im Volllastbereich betrachtet, wobei dieser beispielhaft mit 12 m/s, 16 m/s, 20 m/s und 24 m/s abgebildet wird. Die Simulationen erfolgen mit dem VM, was stationäre Bedingungen für jeden Azimutwinkel impliziert.

Windscherung

Anstelle der exponentiellen Windscherung wird hier mit den Ausgangsgrößen der Windfeldrekonstruktion aus Abschnitt 3.3.4, den linearen Scherungen simuliert.

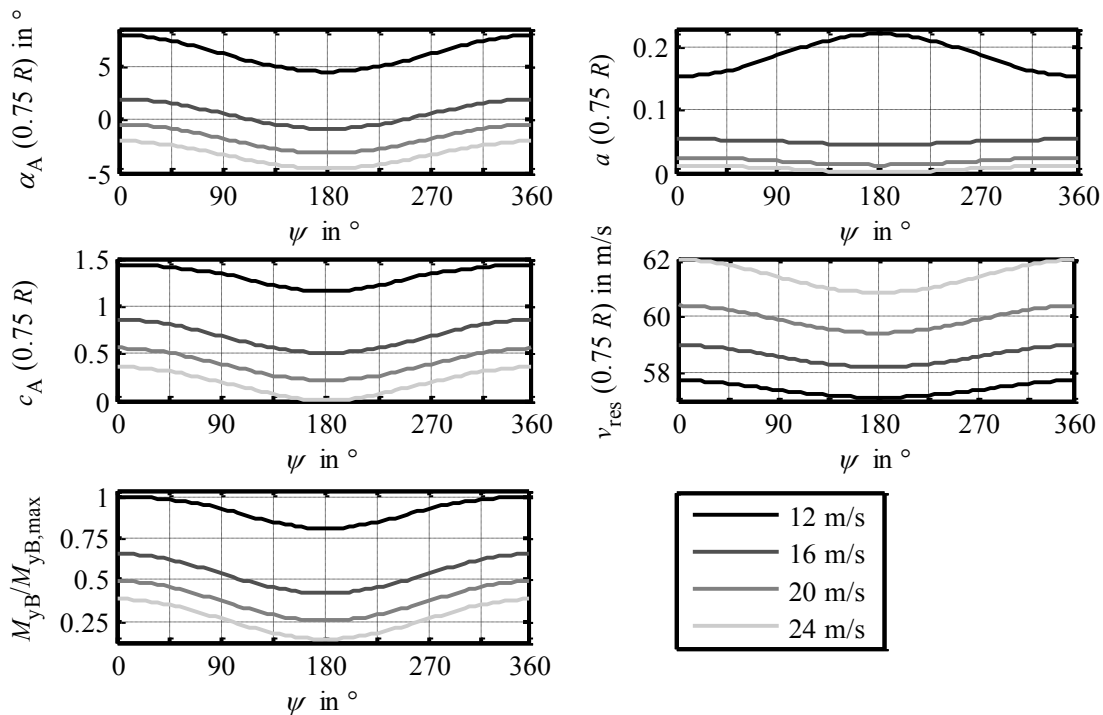


Abbildung 4.8: Verlauf zentraler aerodynamischer Größen bei $0.75 R$ und des relativen BWB aus der Ebene hinaus über dem Azimutwinkel bei einer vertikalen linearen Windscherung von $\delta_v = 0.0415 \text{ s}^{-1}$ bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten im Volllastbereich mit dem vereinfachten Modell.

In Abbildung 4.8 ist der Verlauf der zentralen aerodynamischen Größen und des relativen BWB aus der Ebene hinaus über dem Azimutwinkel bei einer vertikalen Scherung von $\delta_v = 0.0415 \text{ s}^{-1}$ dargestellt²⁶: In allen Fällen liegt ein Maximum des BWB bei nach oben stehendem Blatt ($\psi = 0^\circ$) vor, ein Minimum bei nach unten zeigendem Blatt ($\psi = 180^\circ$). Der Belastungsverlauf ist harmonisch, die Amplituden sind ähnlich groß. Bei horizontaler Scherung verschiebt sich das Belastungsmuster um 90° (nicht abgebildet).

Schräganströmung

Bei einer horizontalen Schräganströmung von $\gamma_h = 10^\circ$ ergeben sich die in Abbildung 4.9 dargestellten Belastungsmuster.

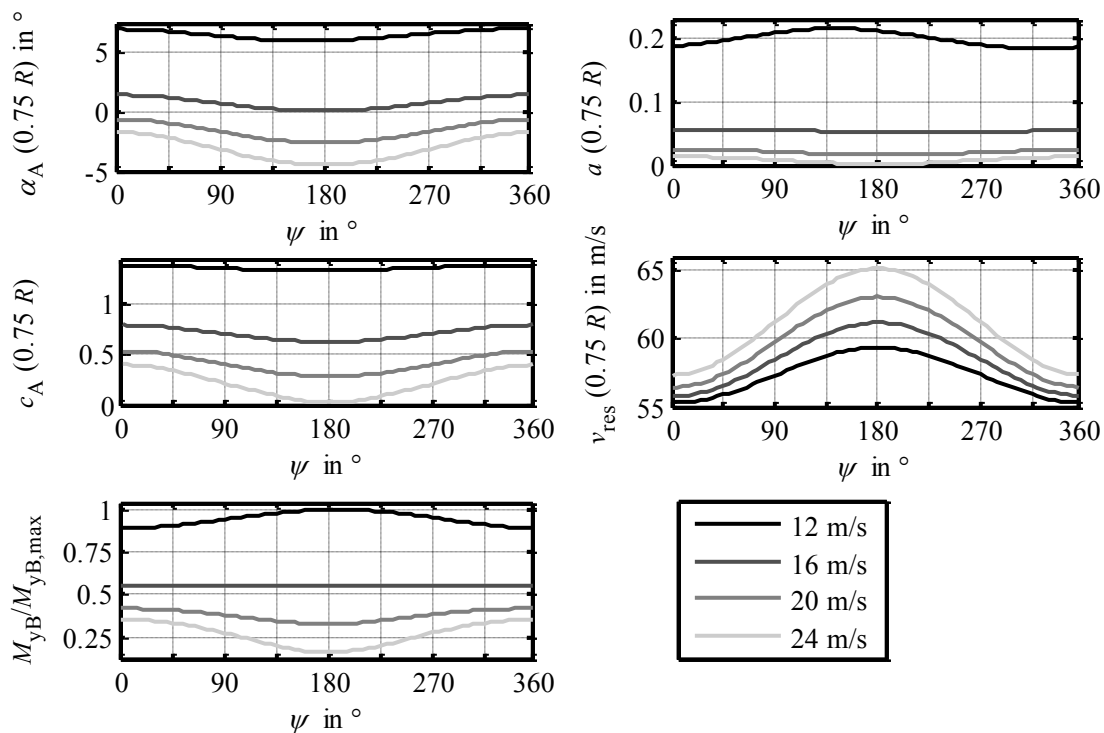


Abbildung 4.9: Verlauf zentraler aerodynamischer Größen bei $0.75 R$ und des relativen BWB aus der Ebene hinaus über dem Azimutwinkel bei einer horizontalen Schräganströmung von $\gamma_h = 10^\circ$ bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten im Volllastbereich mit dem vereinfachten Modell in Anlehnung an [20].

Im Gegensatz zur Scherung ist der Verlauf des BWB abhängig von der Windgeschwindigkeit: Im unteren Volllastbereich tritt das Maximum bei nach unten stehendem Blatt auf, bei ca. 16 m/s erfolgen keine Belastungsschwankungen und im oberen Volllastbereich liegt das Maximum bei nach oben stehendem Blatt vor. Diese Charakteristik scheint typisch für WEA zu sein – sie zeigt sich nicht nur bei Blättern der Firma Senvion, sondern beispielsweise auch bei älteren, von der Firma LM entworfenen Blättern – und lässt sich folgendermaßen erklären: Im Gegensatz zur Scherung ist die Änderung der resultierenden Windgeschwindigkeit v_{res} gegenläufig zur Änderung des Anströmwinkels. Bei geringen Windgeschwindigkeiten ändert sich der Anströmwinkel nur sehr gering, da der Auftriebsbeiwert sehr hoch ist und sich annähernd auf

²⁶ Eine vertikale Scherung von $\delta_v = 0.0415 \text{ s}^{-1}$ ergibt sich als Rotormittel bei Standard-Windscherung $\alpha_h = 0.2$ und $v_0 = 20 \text{ m/s}$.

einem Plateau befindet. Somit ist die Änderung der resultierenden Windgeschwindigkeit dominant für das BWB aus der Eben hinaus $M_{yB} \sim v_{\text{res}}^2 c_A$. Bei höheren Windgeschwindigkeiten ändert sich der Anströmwinkel stärker, sodass sich dieser nun dominant auf das BWB auswirkt. Durch den *skewed wake effect* kommt es im unteren Volllastbereich zu einer geringen Phasenverschiebung von ca. 10° . Der Belastungsverlauf erscheint harmonisch, wobei die Amplitude stark und die Phasenverschiebung schwach von der mittleren Windgeschwindigkeit abhängig ist. Bei vertikaler Schräganströmung verschiebt sich das Belastungsmuster um 90° (nicht abgebildet).

Überlagerung von Windscherung und Schräganströmung

In der Praxis beinhaltet das Windfeld stets eine Kombination aus Windscherungen und Schräganströmungen, wodurch vielfältige Belastungsmuster entstehen. Durch die Überlagerung unterschiedlicher Windfeldvariablen kann die Anzahl der Belastungswechsel pro Umlauf und die Amplitude steigen, es aber auch zu einer Reduktion der Amplitude kommen. Abbildung 4.10 zeigt, wie sich die Belastungsschwankungen durch vertikale Windscherung und horizontale Schräganströmung zum Teil gegenseitig kompensieren. Auch ohne die Nutzung einer Einzelblattvorsteuerung ist es demnach möglich, durch ein bewusstes Schrägstellen der Anlage die Belastungsschwankungen durch die meist dominante vertikale Windscherung zu reduzieren – ein Ansatz, der von Kragh und Hansen in [119] aufgegriffen wird.

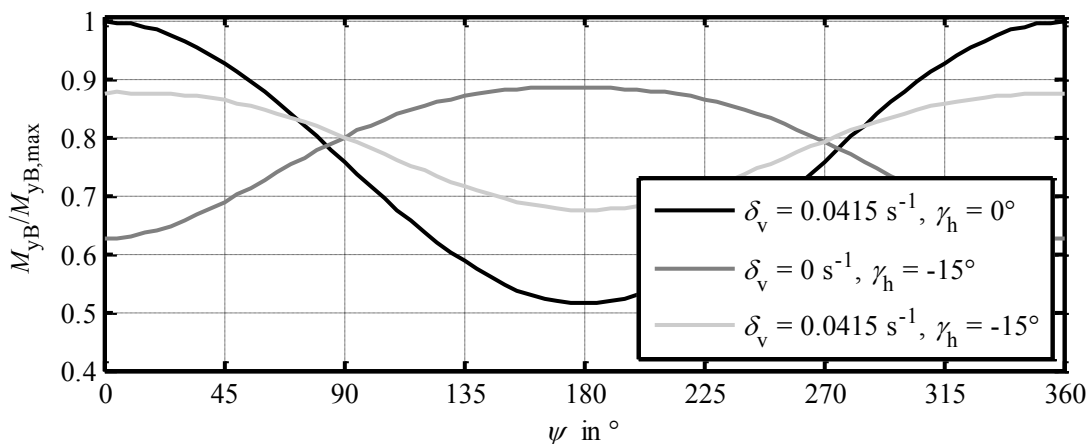


Abbildung 4.10: Reduktion der Belastungsschwankung durch Kombination von vertikaler Windscherung und horizontaler Schräganströmung bei $v_0 = 20$ m/s mit dem vereinfachten Modell.

4.6.2 Analyse resultierender und lokaler Blattbelastungen bei Gesamtblatt- und Blattsegmentverstellung

In dieser Arbeit wird eine Gesamtblattverstellung eingesetzt. Diese entspricht dem Stand der Technik und ermöglicht eine Kompensation der resultierenden Belastungsschwankungen an der Blattwurzel. Ob mit der Gesamtblattverstellung auch lokale Belastungsschwankungen in den einzelnen Blattsegmenten kompensiert werden können oder eine sequenzielle Blattverstellung sich dafür besser eignen würde, soll in diesem Abschnitt geklärt werden.

Das Verhalten bei vertikaler Scherung und horizontaler Schräganströmung wird wie bei vorhergehenden Untersuchungen separat voneinander betrachtet. In Abbildung 4.11 und Abbildung 4.12 sind die Ergebnisse bei einer Windgeschwindigkeit von $v_0 = 20$ m/s dargestellt. Steht das Blatt zur Seite ($\psi = \pm 90^\circ$), wird es weder von der vertikalen Scherung noch von der horizontalen Schräganströmung beeinflusst. Diese Position gilt als Referenz. Die Blattbelastungen nehmen für beide Windfeldvariablen am stärksten zu bzw. ab, wenn sich das Blatt oben ($\psi = 0^\circ$) bzw. unten ($\psi = 180^\circ$) befindet. Mit dem optimalen (Zusatz-) Blattwinkel β_{opt} der Gesamtblattverstellung erreicht das BWB den Wert der Referenz.

Windscherung

Abbildung 4.11 zeigt deutlich, dass eine Gesamtblattverstellung gleichzeitig resultierende und lokale Belastungsschwankungen aufgrund von Windscherung kompensieren kann. Der Anstellwinkel, der Auftriebsbeiwert und das relative BWB aus der Ebene hinaus pro Blattsegment ΔM_{yB} erreichen entlang des gesamten Blattes die Werte der Referenz.

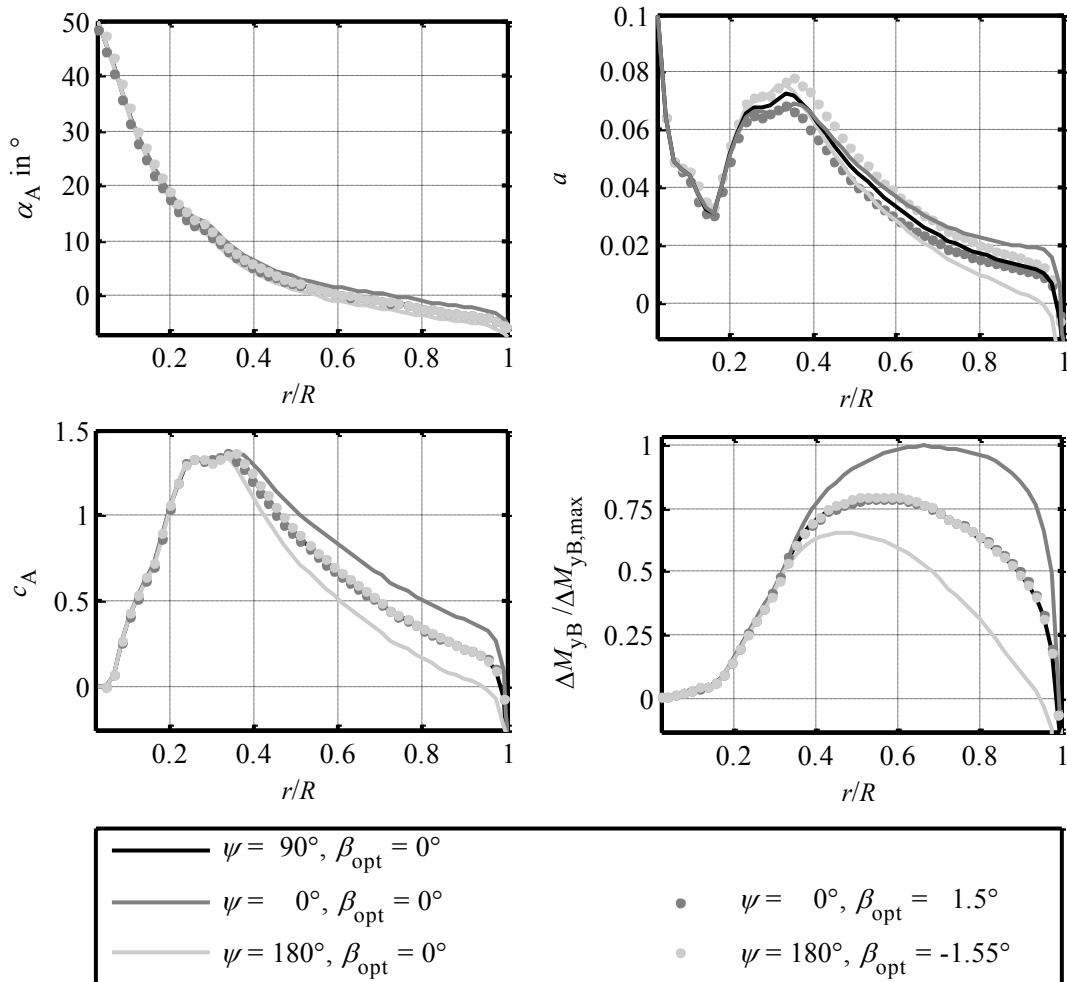


Abbildung 4.11: Ideale Kompensation des resultierenden BWB aus der Ebene hinaus und der Belastung jedes Segmentes durch Gesamtblattverstellung bei einer linearen vertikalen Windscherung von $\delta_v = 0.0415 \text{ s}^{-1}$ und $v_0 = 20 \text{ m/s}$.

Schräganströmung

Im Gegensatz zur linearen Scherung ist es bei Schräganströmung, wie in Abbildung 4.12 dargestellt, nicht möglich, mittels Gesamtblattverstellung gleichzeitig resultierende und lokale Blattbelastungen zu kompensieren. Der Anstellwinkel, der Auftriebsbeiwert und das relative BWB aus der Ebene hinaus pro Blattsegment ΔM_{yB} nähern sich erst an der Blattspitze den Werten der Referenz an.

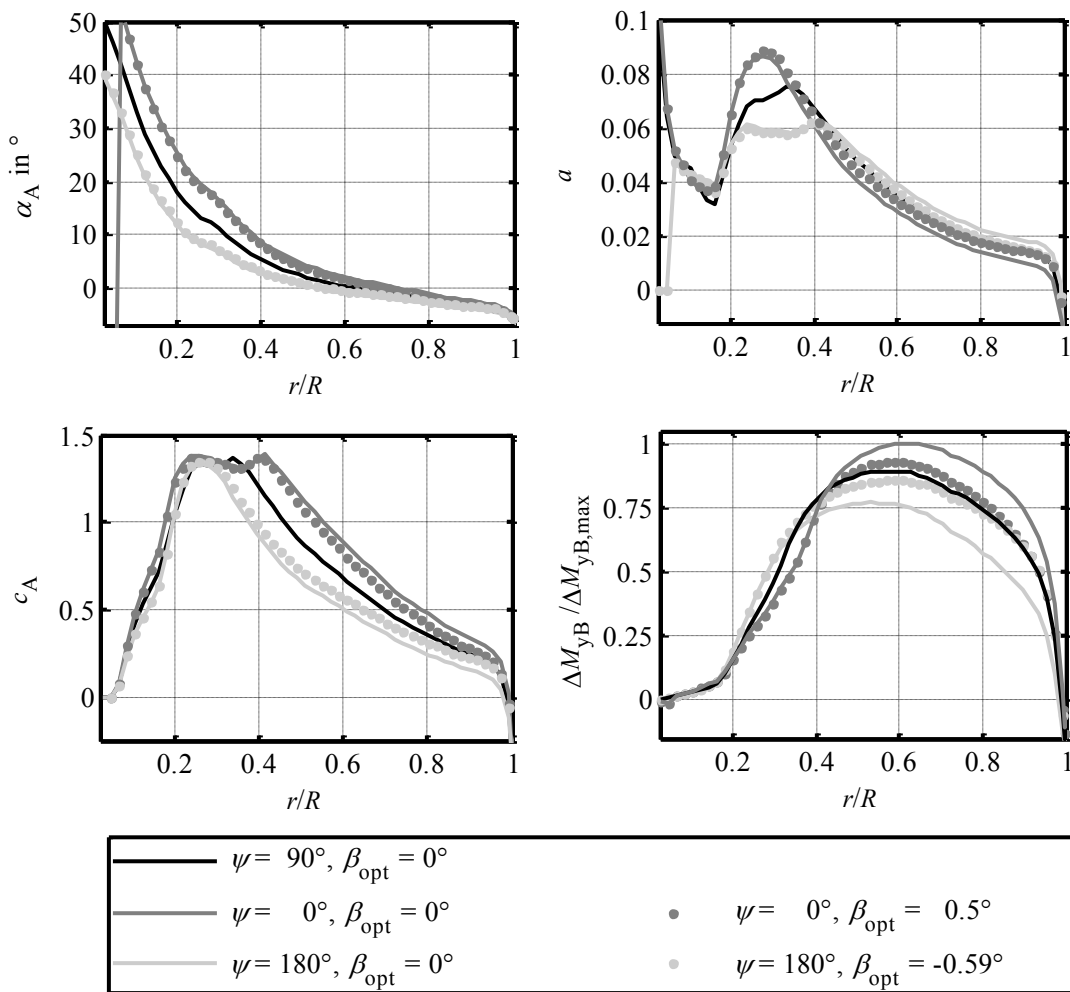


Abbildung 4.12: Ideale Kompensation des resultierenden BWB aus der Ebene hinaus, jedoch nicht der Belastung jedes Segmentes durch Gesamtblattverstellung bei einer horizontalen Schräganströmung von $\gamma_h = 10^\circ$ und $v_0 = 20$ m/s.

Um die lokalen Blattbelastungen bei Schräganströmung kompensieren zu können, müsste das Blatt abschnittsweise verstellt werden. In Abbildung 4.13 ist der optimale (Zusatz-) Blattwinkel pro 1 m Blattsegment $\beta_{opt,S}$ aufgetragen. Nahe der Nabe variiert der optimale Blattwinkel sehr stark, was unter anderem auf die Vereinfachungen im VM sowie numerische Ungenauigkeiten der Optimierung zurückgeführt werden kann. Die genaue Betrachtung der äußeren Blathälfte in Abbildung 4.13 (oben rechts) zeigt eine kontinuierliche Änderung des Blattwinkels über der Blattlänge. Eine Unterteilung des Blattes in einige wenige, separat verstellbare Abschnitte, was zukünftig evtl. realisiert werden könnte, wäre somit wenig hilfreich.

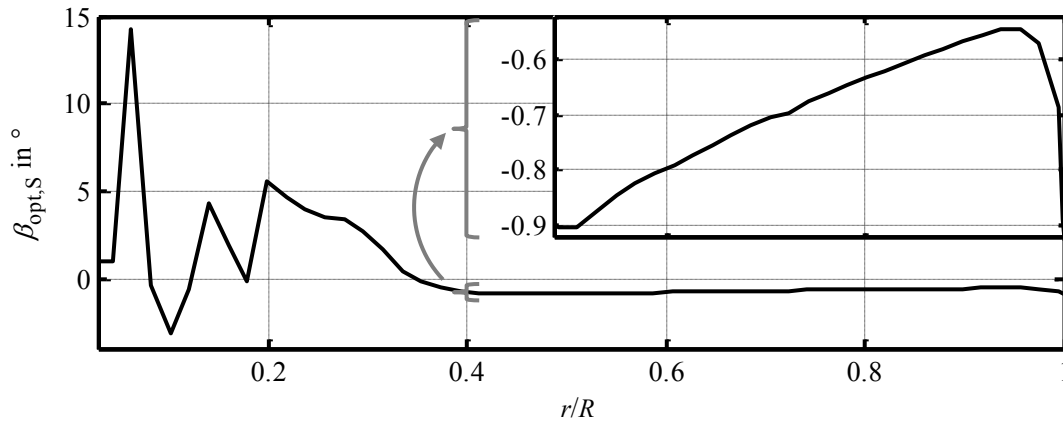


Abbildung 4.13: Ideale Kompensation der Blattbelastung jedes Segmentes aus der Ebene hinaus durch einen optimalen Blattwinkel pro Segment $\beta_{\text{opt},S}$ bei einer horizontalen Schräganströmung von $\gamma_h = 10^\circ$, $v_0 = 20 \text{ m/s}$ und $\psi = 180^\circ$.

Eine gleichzeitige Kompensation resultierender und lokaler Blattbelastungen mittels Gesamtblattverstellung ist nur bei Windscherung möglich. Bei Schräganströmung kann entweder das resultierende BWB oder eine auslegungsrelevante lokale Belastung berücksichtigt werden. Des Weiteren bleibt zu überlegen, ob – unabhängig von Scherung oder Schräganströmung – die Schwankungen des BWB aus der Ebene hinaus oder in Schlagrichtung kompensiert werden sollten. Weitergehende Untersuchungen zeigen allerdings, dass sich beide Größen mit sehr ähnlichen Blattwinkelverläufen optimal kompensieren lassen.

4.7 Zusammenfassung

Nach Diskussion der jeweiligen Regelziele und Rahmenbedingungen für die Einzelblattregelung und die Einzelblattvorsteuerung erfolgt die Erstellung des jeweiligen Entwurfsmodells. Dieses ermöglicht sowohl eine qualitative als auch quantitative Analyse des Systems als Basis für den Entwurf der jeweiligen Einzelblattverstellung.

Die Analyse der Ziele und vorliegenden Rahmenbedingen impliziert eine individuelle **Einzelblattregelung**. Kompensiert werden sollen die 1p- und 2p-Belastungen am Blatt, welche mit den konstanten und 3p-Belastungen im stehenden System korrelieren. Eine dezentrale Umsetzung als 1p- und 2p-IPC mit jeweils zwei SISO-Reglern für das Nick- und Giermoment ist wünschenswert, um als Voraussetzung für einen erfolgreichen Feldtest Aktuatorgrenzen und Sicherheitsanforderungen unkompliziert berücksichtigen zu können. In Anlehnung an die Literatur wird ein Modell mit der Rotation des Rotors und des Triebstranges sowie der longitudinalen und lateralen Turmbewegung erstellt. Als Stellgrößen stehen das Generatormoment und die individuellen Blattwinkel, als Messgrößen die BWB aus der Rotorebene hinaus zur Verfügung. Die Aerodynamik ist stark vom Arbeitspunkt abhängig, wodurch sich nach Linearisierung ein parametervariables, zeitvariantes Modell ergibt. Die Verifikation des Entwurfsmodells erfolgt anhand der Simulation eines komplexen Modells in „Flex5“. Transformiert ins stehende System

wird das Modell zeitinvariant, die rotierenden Blattbelastungen werden durch Nick- und Giermoment des Rotors dargestellt. Es werden Transformationen mit unterschiedlichen Vielfachen der Rotordrehzahl durchgeführt, um die annähernd konstanten Anteile (1p-LZI-Modell) und die 3p-Anteile der Nick- und Giermomente (2p-LZI-Modell) darstellen und die Regelung dafür auslegen zu können.

Weitergehende Systemuntersuchungen zeigen eine Kopplung des 1p-Nickmomentes über die longitudinale Turmbewegung mit der Drehzahl. Die Kopplung erweist sich im relevanten Frequenzbereich jedoch als schwach und kann – wenn nötig – durch Filterung weiter vermieden werden. Ein dezentraler Entwurf der Einzelblattregelung ist demnach möglich. Kollektive und individuelle Blattverstellung können als entkoppelt angenommen werden.

Die Analyse der Ziele und vorliegenden Rahmenbedingungen impliziert eine vorausschauende, individuelle **Einzelblattvorsteuerung** im Nennlastbereich zur Kompensation der 1p-Belastungen des Blattes. Die Belastungen werden durch ein inhomogenes Windfeld hervorgerufen und dieses durch die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit, der vertikalen und der horizontalen Windscherung sowie Schräganströmungen über die Rotor- oder die Messebene beschrieben. Der Fokus des Entwurfsmodells liegt dadurch auf einer qualitativ und quantitativ korrekten Darstellung der Belastungsschwankungen am Blatt. Das entwickelte, vereinfachte Modell beschränkt sich auf die Darstellung der Aerodynamik. Es bildet auf Basis der BEM-Theorie die axiale Induktion als Haupteffekt mit einer Korrektur nach Spera, die Blattspitzenverluste nach Prantl und den *skewed wake effect* nach Glauert mit Parametrierung nach Pitt & Peters und einem anhand eines Feldtests verifizierten zusätzlichen Skalierungsfaktor (siehe Kapitel 5) ab. Die Verifikation des Modells erfolgt im Wesentlichen durch einen Abgleich zentraler Größen mit „Flex5“-Simulationsergebnissen. Insbesondere durch die vernachlässigte Rückwirkung der Blattstruktur auf die Aerodynamik kommt es im unteren Teillastbereich zu deutlichen, jedoch noch vertretbaren Abweichungen.

Anhand des vereinfachten nichtlinearen Modells erfolgen grundsätzliche Analysen, um die Konzeptionierung der Vorsteuerung vorzubereiten. Es zeigt sich ein harmonischer Verlauf der Blattbelastungen über dem Umlauf bei separatem Auftreten von Windscherung und Schräganströmung. Amplitude und Phasenverschiebung sind zum Teil stark von der Windgeschwindigkeit abhängig. Eine gleichzeitige Kompensation resultierender Belastungsschwankungen an der Blattwurzel als auch lokaler Belastungsschwankungen in den einzelnen Blattsegmenten mittels Gesamtblattverstellung ist nur bei Windscherung möglich. Tritt Schräganströmung auf, kann nur die Belastungsschwankung eines Segmentes optimal reduziert werden.

5 Modellierung und Verifikation des Skewed Wake Effect

Das vereinfachte Modell zum Entwurf der Einzelblattvorsteuerung beruht auf der BEM-Theorie und berücksichtigt unter anderem den *skewed wake effect* in einer weit verbreiteten Modellierung nach Glauert mit einer Parametrierung nach Pitt & Peters. Eine erste Verifikation des vereinfachten Modells mit „Flex5“ in Abschnitt 4.5.1 zeigt deutliche Unterschiede. „Flex5“ berücksichtigt den Effekt nur in sehr geringem Maße und es ist unklar, ob das prinzipiell gut validierte „Flex5“ oder in der Literatur gängige Ansätze die Realität besser abbilden.

Eine Literaturrecherche zur Modellierung des *skewed wake effect* bei Rotoren jeglicher Art (überwiegend bei Helikoptern) zeigt schnell, wie umstritten die Parametrierung des weit verbreiteten und für das vereinfachte Modell gewählten Basisansatzes nach Glauert ist. Theoretische Parameterabschätzungen anhand unterschiedlicher Strömungstheorien weichen zum Teil deutlich voneinander ab. Für WEA wird in der Regel die Parametrierung nach Pitt & Peters gewählt, welche eine gute Übereinstimmung mit der Praxis in der Helikopter-Forschung aufweist. Allerdings werden unterschiedliche zusätzliche Skalierungen der Parametrierung vorgeschlagen. Die wenigen diesbezüglich ausgewerteten Vermessungen von (Kleinst-) Windanlagen liefern zum Teil widersprüchliche Ergebnisse und können für eine Klärung kaum herangezogen werden. Vermessungen von Multimegawatt-Anlagen sind der Autorin nicht bekannt.

Eine weitere Möglichkeit, den *skewed wake effect* bzw. die Skalierung zu plausibilisieren, ist der simulative Vergleich mit einem alternativen, modernen Ansatz zur Modellierung der Aerodynamik, dem *generalized dynamic wake* (GDW) Modell. Dieses ist seit 2000 in „FAST“ implementiert. Es berücksichtigt im Gegensatz zur BEM automatisch die Modellierung dynamischer Wirbel, Blattspitzenverluste und schräger Anströmung, ist aber ebenso Einschränkungen unterworfen.

Darüber hinaus wird eine 3 MW Anlage der Firma Senvion vermessen. Eine vollständige Validierung der sehr komplexen Aerodynamik durch Vermessungen ist kaum möglich. Der Einfluss einzelner Effekte lässt sich unter Umständen jedoch bereits mit einer relativ einfachen Vermessung darstellen: Durch bewusste Schräganströmung der Anlage soll anhand von Verläufen der BWB geklärt werden, ob eine starke oder eher geringe Neigung des Nachlaufs erfolgt. Dabei werden die Messdaten mit Simulationsdaten aus „Flex5“ und des vereinfachten Modells bei unterschiedlicher Skalierung verglichen.

5.1 Grundlagen

Die BEM-Theorie geht von einer direkten Anströmung des Rotors aus. In der Realität wird eine WEA jedoch häufig schräg angeströmt, was laut einschlägiger Literatur wie [23,101] zu einer Neigung des Nachlaufs, engl. *skewed wake*, führt und Einfluss auf die Windverhältnisse in der Rotorebene hat. Durch eine nachgelagerte Korrektur der induzierten Windgeschwindigkeit – wie in Kapitel 4.5 vorgestellt – kann dieser Effekt in BEM-Modellen berücksichtigt werden.

Die Basis aller Korrekturansätze für BEM-Modelle bildet die allgemeine Impulstheorie für schräg angeströmte Rotoren nach Glauert [120]: Bei der Impulserhaltung wird stets von einer mittleren induzierten Geschwindigkeit über dem gesamten Rotor ausgegangen. Laut Glauert ändert sich bei Schräganströmung γ die induzierte Windgeschwindigkeit jedoch abhängig vom Azimutwinkel ψ . Der größte Anteil der induzierten Windgeschwindigkeit ist einheitlich über den Rotor und als Normalkomponente u_0 der senkrecht den Rotor anströmenden Windgeschwindigkeit $v_\infty \cos \gamma$ in Abbildung 5.1 dargestellt.

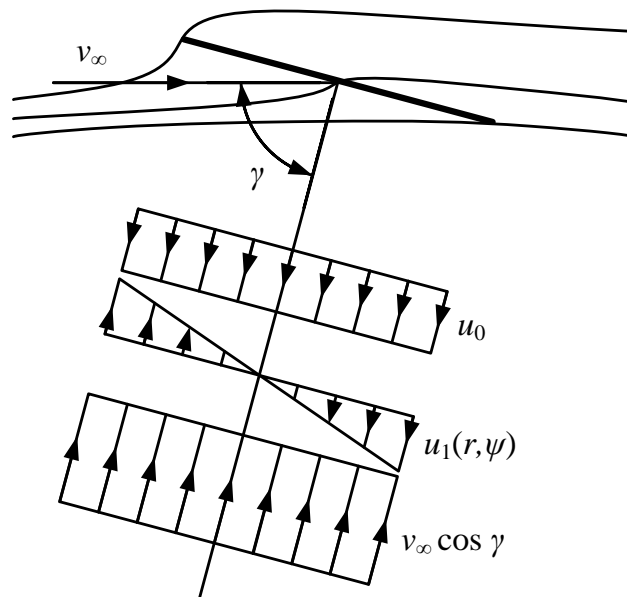


Abbildung 5.1: Die Normalkomponenten der Geschwindigkeiten bei schräg angeströmtem Rotor nach [23].

Die Komponente u_1 ist vom Azimutwinkel abhängig. Die einfachste Darstellung erfolgt unter Berücksichtigung des lokalen Radius r und der Blattlänge R über:

$$u_1(r, \psi) = K_{u1} \frac{r}{R} \sin \psi . \quad (5.1)$$

u_1 ist abhängig von dem Schräganströmungswinkel γ bzw. der Neigung des Nachlaufes χ (nicht in Abbildung 5.1 verzeichnet) und lässt sich aus der BEM-Theorie nicht bestimmen. Glauert

geht von einer gleichen Größenordnung für u_1 und u_0 aus, sodass die gesamte induzierte Windgeschwindigkeit mit

$$u = u_0 \left(1 + K \frac{r}{R} \sin \psi \right) \quad (5.2)$$

beschrieben werden kann. Damit ist die Neigung des Nachlaufes bei hohen Induktionen, also im Teil- und unteren Volllastbereich stark, im oberen Volllastbereich hingegen kaum wahrnehmbar. Die Bestimmung von K ist umstritten und wird in den folgenden Abschnitten erläutert.

Die prinzipielle Bedeutung des *skewed wake effect* für das Blattwurzelbiegemoment aus der Ebene hinaus ist in Abbildung 5.2 für unterschiedliche Windgeschwindigkeiten dargestellt.

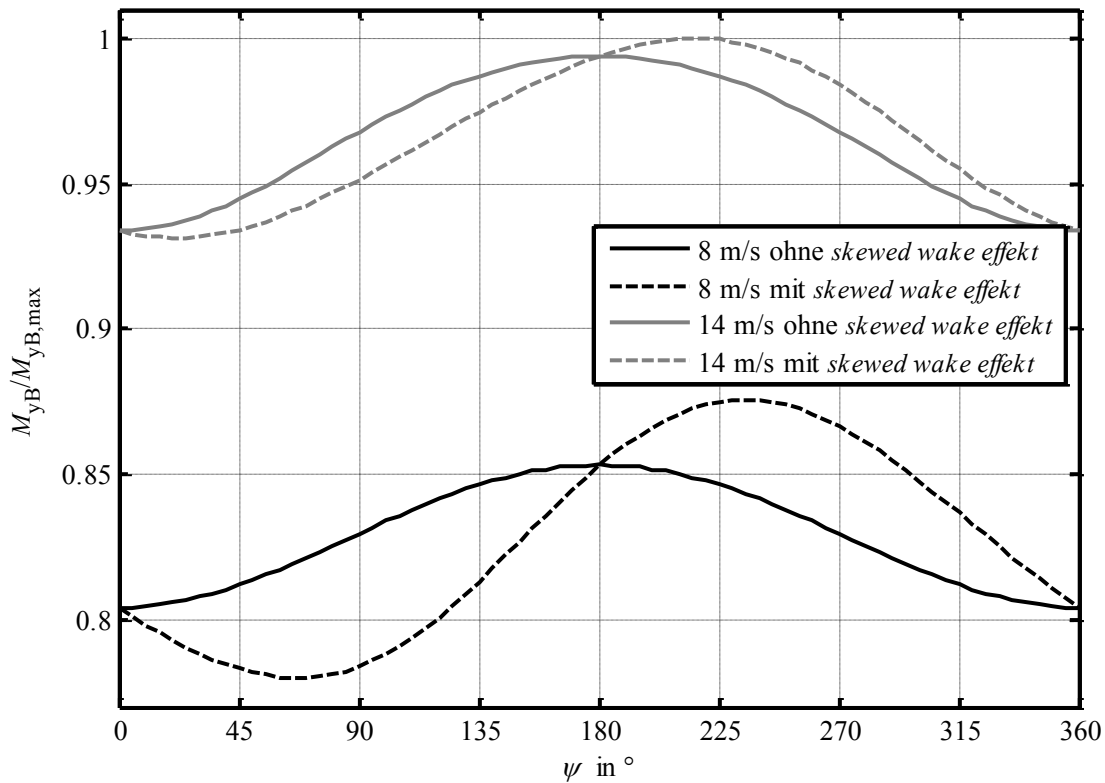


Abbildung 5.2: Das relative BWB aus der Ebene hinaus über dem Azimutwinkel bei $v_0 = 8$ m/s bzw. 14 m/s und einer horizontalen Schräganströmung von $\gamma_h = 10^\circ$ mit und ohne *skewed wake effect* mit dem vereinfachten Modell für eine 3 MW Anlage, Ansatz nach Glauert mit Parametrierung nach Pitt & Peters aus [121] in Tabelle 5.1 (ohne zusätzliche Skalierung).

Deutlich sichtbar ist der bereits beschriebene starke Einfluss des Effektes bei geringen Windgeschwindigkeiten. Durch die Neigung des Nachlaufs verschieben sich die Belastungsmaxima und –minima, zusätzlich nimmt die Amplitude zu. Um die Belastungsschwankungen mittels Vorsteuerung kompensieren zu können, ist es unabdingbar, den *skewed wake effect* angemessen zu parametrieren und Amplitude und Phasenverschiebung gut abzuschätzen.

5.2 Abschätzung der Parametrierung in der Literatur

Die Parametrierung des Basisansatzes nach Glauert (5.2) ist sowohl hinsichtlich theoretischer Abschätzungen als auch anhand empirischer Untersuchungen umstritten.

5.2.1 Theoretische Abschätzung

Im Rahmen der Helikopter-Forschung wurden zahlreiche Versuche unternommen, die Parameter eines *first harmonic inflow model*, eines vereinfachten Strömungsmodells, bei Schräganströmung theoretisch abzuschätzen. In [122] und [123] werden unterschiedliche Modellierungsansätze und sich daraus ergebende Parameter vorgestellt. Tabelle 5.1 listet alle gängigen Parametrieransätze – adaptiert für WEA – auf.

Tabelle 5.1: Theoretische Abschätzungen des Parameters K auf Basis unterschiedlicher Modellierungsansätze.

Autoren	K	Modellierungsansätze
Coleman et al. (1945) in [124]	$\tan\left(\frac{\chi}{2}\right)$	Theorie der starren zylindrischen Wirbel, gleichmäßig belastete Kreisscheibe, lineare Impulstheorie
Drees (1945) aus [125]	$\frac{4}{3} \left[1 - 1.8 \left(\frac{\sin \gamma}{\lambda} \right)^2 \right] \tan\left(\frac{\chi}{2}\right),$ $\frac{\sin \gamma}{\lambda}$ in Helikopter-Literatur als <i>advance ratio</i> bekannt	Gegenüber Coleman modifizierte Geometrie der Wirbel, Zirkulation um Profil (engl. <i>bound circulation</i>) ändert sich sinusförmig mit dem Azimutwinkel, lineare Impulstheorie
Payne (1959)	$\frac{4}{3} \frac{\tan \chi}{1.2 + \tan \chi}$	Theorie der zylindrischen Wirbel, gleichmäßig belastete Kreisscheibe, angenähert mit Gleichung für erste Harmonische, lineare Impulstheorie
White & Blake (1979)	$\sqrt{2} \sin \chi$	Einfache Wirbeltheorie
Howlett (1981)	$\sin^2 \chi$	Ansatz angeblich im Helikoptermodell „Black Hawk“ umgesetzt
Pitt & Peters (1981) in [121]	$\left(\frac{15 \pi}{32} \right) \tan\left(\frac{\chi}{2}\right)$	Vollständiges dynamisches Anströmungsmodell auf Basis der unstetigen Impulstheorie (engl. <i>actuator disc theory</i>), <i>method of acceleration potential</i> , Grundlage für <i>generalized dynamic wake model</i>

Abbildung 5.3 verdeutlicht die Unterschiede der unterschiedlichen Parametrieransätze: Der Parameter K ist über dem Neigungswinkel χ aufgetragen. Für den Ansatz nach Drees werden zwei unterschiedliche Schnellaufzahlen, $\lambda = 8.5$ für den Teil- und $\lambda = 4$ für den Volllastbereich, gewählt. Vereinfachend wird außerdem angenommen, dass der Schräganströmungswinkel dem Neigungswinkel entspricht, gewöhnlich ist der Neigungswinkel etwas größer.

Der Ansatz von Howlett scheint für eine Implementierung ungeeignet, da kein Unterschied zwischen negativer und positiver Schräganströmung bzw. Nachlaufneigung gemacht wird. Sehr stark ausgeprägt ist der *skewed wake effect* nach White & Blake. Hier treten die größten Werte für K auf. Bei den übrigen Ansätzen unterscheidet sich K qualitativ kaum und quantitativ lediglich um den Faktor 1/3. Interessant ist die asymmetrische Beschreibung des Parameters K mittels des Ansatzes von Payne, welche zumindest für WEA wenig naheliegend erscheint.

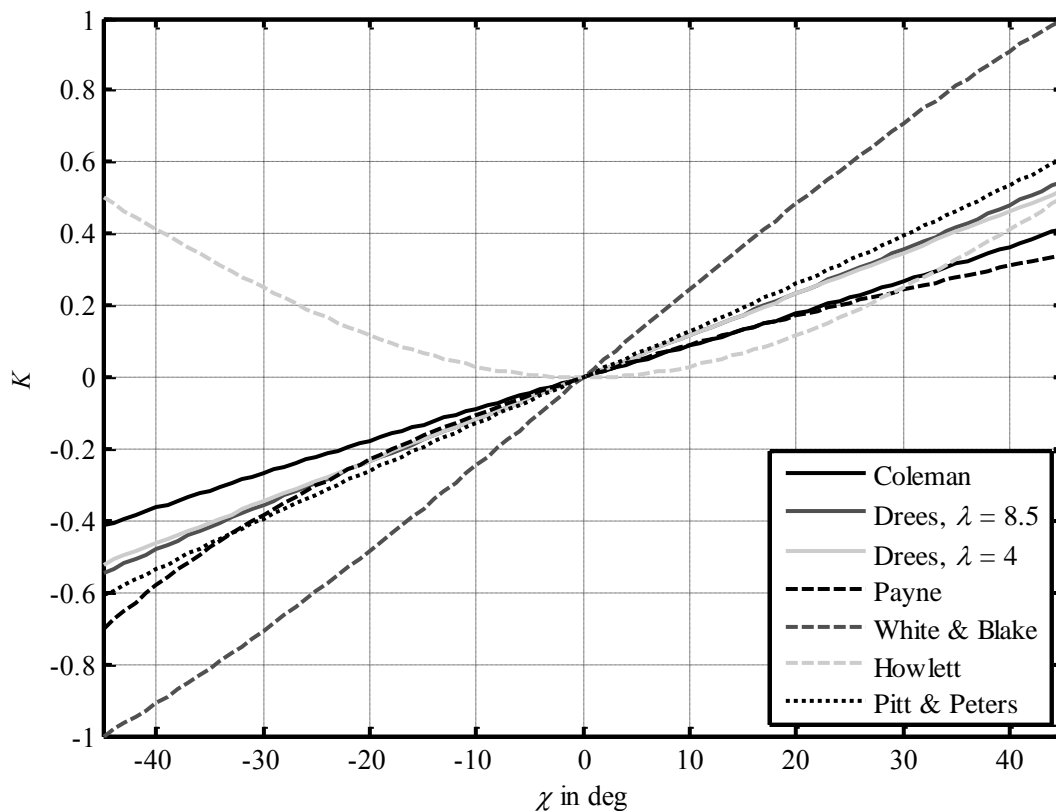


Abbildung 5.3: Unterschiedliche Parameter K über dem Neigungswinkel χ .

Laut [122] liefern die Ansätze von Drees, Payne und Pitt & Peters die beste Übereinstimmung bei Helikopter-Experimenten. Für die Modellierung der Aerodynamik von WEA mit BEM-Theorie wird häufig der einfachste dieser Parametrieransätze, der Ansatz nach Pitt & Peters, verwendet. Die wenigen Vermessungen von Anlagen bei Schräganströmung zeigen jedoch, dass eine zusätzliche Skalierung der Parametrierung notwendig ist, wobei keine Einigkeit über den genauen Wert besteht.

5.2.2 Empirische Abschätzung

Vermessungen an (Kleinst-) Windanlagen im Windtunnel oder im Feld bestätigen den Parametrieransatz nach Pitt & Peters grundsätzlich, weisen jedoch eine geringere Amplitude und Phasenverschiebung der realen fluktuierenden Größen auf (u. a. [126]) und legen eine reduzierte Gewichtung des Ansatzes nahe ([127], [128], [129]). In Tabelle 5.2 sind die wenigen diesbezüglich ausgewerteten Vermessungen aufgeführt. Sie stammen ausnahmslos von Kleinstwindanlagen, Vermessungen von Multimegawatt-Anlagen sind aktuell nicht bekannt. Ausgehend vom Ansatz nach Pitt & Peters wird ein Skalierungsfaktor K_{Skew} eingeführt:

$$u = u_0 \left(1 + K_{\text{Skew}} \left(\frac{15 \pi}{32} \right) \tan \left(\frac{\chi}{2} \right) \frac{r}{R} \sin \psi \right). \quad (5.3)$$

Tabelle 5.2: Empirische Abschätzungen des Parameters K_{Skew} im Parametrieransatz von Pitt & Peters.

Autoren	K_{Skew}	Messmethode
Eggers et al. (2000) in [127]	≤ 0.5	Feldtest mit Kleinstwindanlagen 1 kW bis 8 kW
Sant (2007) in [128]	$K_{\text{Skew}} \left(\frac{15 \pi}{32} \right) = 1$ nicht bestätigt, komplexere Modelle besser geeignet	ECN-Windtunnel mit WEA, $R = 1.2$ m, lineare <i>near wake</i> Extrapolation
Haans (2011) in [129]	$K_{\text{Skew}} \left(\frac{15 \pi}{32} \right) = 1$ bestätigt, ≈ 0.68	ECN-Windtunnel mit identischer WEA, $R = 1.2$ m, nichtlineare <i>near wake</i> Extrapolation

Eggers et al. halten eine Halbierung oder noch weitergehende Reduzierung für angemessen, während Haans eine gute Übereinstimmung des ursprünglichen Ansatzes von Coleman (siehe Tabelle 5.1), d.h. $K_{\text{Skew}} \approx 0.68$, mit der Realität bestätigt. Sant allerdings kann den Ansatz von Coleman mit seinen Vermessungen pauschal nicht bestätigen, sondern findet nur in komplexen Strömungsmodellen gute Übereinstimmung von Theorie und Praxis. Es ist erstaunlich, dass Sant und Haans zu diesen unterschiedlichen Einschätzungen kommen, haben sie die Vermessungen doch in demselben Windtunnel an derselben Testanlage durchgeführt. Haans erklärt dies durch die unterschiedlichen *near wake* Extrapolationsmethoden.

Das Beispiel von Sant und Haans zeigt, wie schwierig es ist, einen Modellierungsansatz für den *skewed wake effect* bzw. dessen Skalierung empirisch zu bestätigen. Auf eine geeignete Skalierung für Multimegawatt-Anlagen kann auf Basis dieser drei Untersuchungen nicht geschlossen werden. Die Ergebnisse von Eggers et al. und Haans legen jedoch einen Faktor K_{Skew} kleiner 1 nahe.

5.3 Abschätzung der Parametrierung mittels komplexer Simulationsmodelle

Neben der theoretischen und empirischen Abschätzung der Parameter zur Modellierung des *skewed wake effect* in vereinfachten BEM-Modellen besteht die Möglichkeit, diese mithilfe eines simulativen Vergleiches mit einem komplexen, alternativen Modell zu plausibilisieren. Ein solches Modell bietet „FAST“: Seit 2000 ist das *generalized dynamic wake (GDW)* Modell, auch *acceleration potential method* genannt, implementiert. Es basiert auf Lösung der Laplace Gleichung für die Potenzialströmung; die induzierte Windgeschwindigkeit wird mittels Fourier-Reihen entlang des Radius und Azimutwinkels beschrieben. Im Gegensatz zum BEM-Modell beinhaltet es automatisch die Modellierung dynamischer Wirbel, der Blattspitzenverlusten und schräger Anströmung. Allerdings unterliegt auch dieses Modell Einschränkungen: Es beruht auf der Annahme, dass die induzierte Windgeschwindigkeit wesentlich kleiner als der einströmende Wind ist. Dadurch ist eine Simulation im unteren Teillastbereich kaum aussagekräftig und auch im oberen Teillastbereich kritisch zu betrachten.

Schwerpunkt dieses Abschnittes ist der simulative Vergleich des vereinfachten Modells und „FAST“ mit GDW-Modell. Da „FAST“ wahlweise eine Simulation der Aerodynamik mittels BEM-Modell ermöglicht, wird auch dieser Vergleich genutzt, um die unterschiedlichen Ausführungen von BEM-Modellierungen zu verdeutlichen. Abschließend wird das „Flex5“-Modell bezüglich des *skewed wake effect* näher beleuchtet.

Für „FAST“ liegen Modelldaten einer 5 MW Anlage mit 90 m Nabenhöhe vor [38], sodass sämtliche im Folgenden durchgeführten Vergleiche anhand dieser Anlagen erfolgen. Um die Simulationsergebnisse des vereinfachten Modells besser mit „FAST“ vergleichen zu können, wird „FAST“ durch Deaktivierung der Strukturfreiheitsgrade, Rotorunwucht und Turmvorstau ebenfalls auf die Simulation der Aerodynamik reduziert. Der Vergleich erfolgt über dem gesamten Betriebsbereich, wobei in dieser Arbeit nur das für den *skewed wake effect* relevante Verhalten im Teillastbereich abgebildet wird.

FAST mit BEM-Modell

Im Gegensatz zum vereinfachten Modell und „Flex5“ verwendet „FAST“ nicht die Korrektur der axialen Induktion nach Spera (siehe Abschnitt 4.5) sondern nach Buhl [130]. Dadurch ist im Teillastbereich, also bei starker Induktion, mit qualitativen Abweichungen zwischen dem vereinfachten Modell und „FAST“ mit BEM-Modell zu rechnen. Abbildung 5.4 bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 8 m/s und einer Schräganströmung von 10° bestätigt diese Abweichung in Form eines Offsets. Der *skewed wake effect* ist im VM und „FAST“ identisch berücksichtigt, sodass das Belastungsmaximum beider Verläufe bei 240° liegt.

FAST mit GDW Modell

Abbildung 5.4 zeigt ebenfalls die Unterschiede zwischen „FAST“ mit BEM-Modell und „FAST“ mit GDW-Modell: Das GDW-Modell gibt leicht erhöhte BWB gegenüber dem BEM-

Modell aus. Allerdings ist die Belastungsänderung weniger stark ausgeprägt und die Verschiebung des Maximums merklich geringer. Der *skewed wake effect* bildet sich im GDW-Modell also nicht so stark aus. Der Skalierungsfaktor K_{Skew} des vereinfachten Modells wird nun so angepasst, dass die Verschiebung des Maximums im gesamten Betriebsbereich mit dem GDW-Modell übereinstimmt. Für $K_{\text{Skew}} = 0.5$ ist die Phasenlage im Teillastbereich identisch, im Volllastbereich ist die Übereinstimmung akzeptabel (nicht dargestellt).

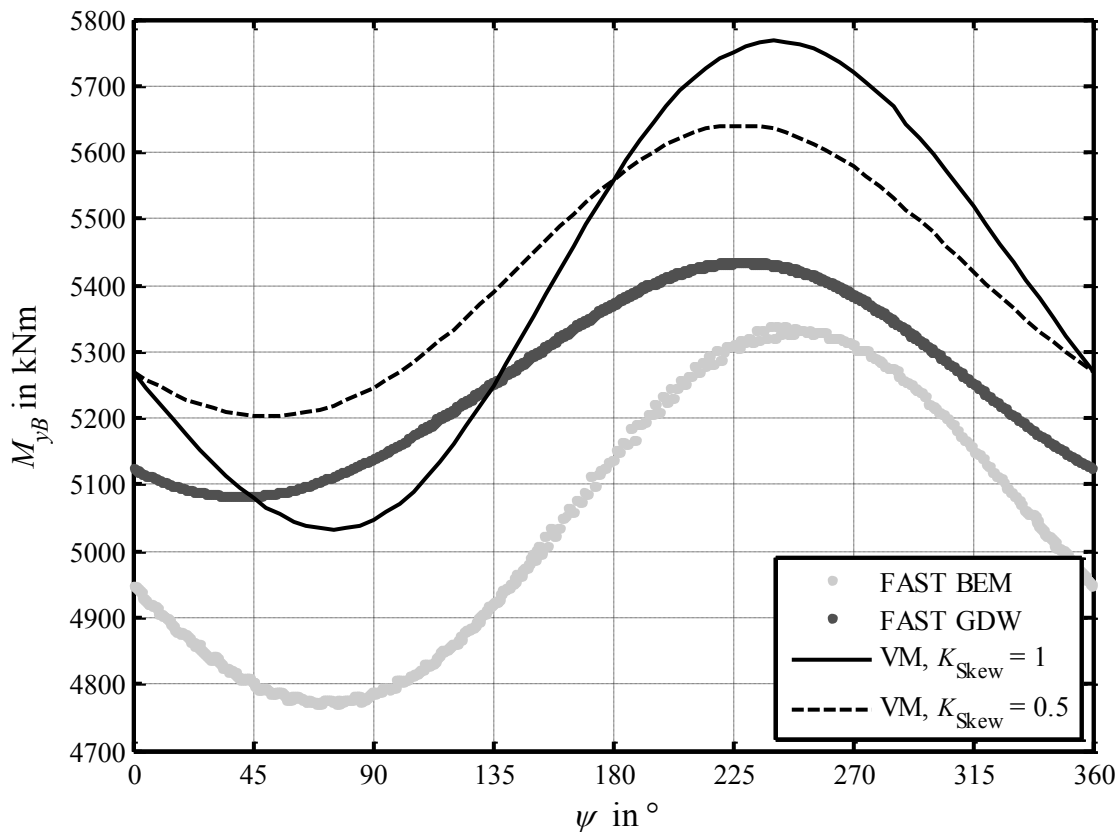


Abbildung 5.4: Das BWB aus der Ebene hinaus über dem Azimutwinkel bei $v_0 = 8$ m/s und einer horizontalen Schräganströmung von $\gamma_h = 10^\circ$, Simulation von „FAST“ mit BEM-Modell und GDW-Modell (reine aerodynamische Modelle) und des vereinfachten Modells mit unterschiedlichen Skalierungsfaktoren K_{Skew} .

Es ist bemerkenswert, dass diese Skalierung zu einer so guten Übereinstimmung zwischen vereinfachtem Modell mit dem Parametrieransatz nach Pitt & Peters und dem GDW-Modell führt. Sowohl der Parametrieransatz als auch das GDW-Modell basieren auf dem vollständigen dynamischen Anströmungsmodell auf Basis der un stetigen Impulstheorie und sollte ohne Skalierung ähnliche Ergebnisse liefern. Die Ursachen dieser Abweichung, möglicherweise eine weit verbreitete Fehlinterpretation der Veröffentlichung von Pitt & Peters [121], konnten im Rahmen dieser Arbeit nicht geklärt werden.

Da das GDW-Modell den *skewed wake effect* automatisch berücksichtigt, ist von einer besseren Übereinstimmung von Simulation und Realität mit diesem als mit einem BEM-Modell auszugehen. Damit legt auch der simulative Vergleich einen Skalierungsfaktor kleiner 1 nahe.

Flex5 mit BEM-Modell

Auch in „Flex5“ wird die Aerodynamik mittels BEM modelliert. Die konkrete Implementierung des *skewed wake effect* orientiert sich an [101], ist jedoch nicht vollständig nachvollziehbar. Daher werden sowohl im Teil- als auch im Volllastbereich bei unterschiedlichen Schräganströmungswinkeln Simulationen vorgenommen und die Ergebnisse an dieser Stelle verbal zusammengefasst: Es lässt sich ein geringer *skewed wake effect* mit einer Verschiebung des Belastungsmaximums von 0° bis 15° beobachten. Das entspricht beim vereinfachten Modell einem Skalierungsfaktor von $K_{\text{Skew}} < 0.2$, qualitativ entspricht die Implementierung in „Flex5“ nicht der Glauert Theorie aus Gleichung (4.50). Nach Glauert ist der Effekt linear zur axialen Induktion, im Teillastbereich also stark und im Volllastbereich schwach ausgebildet. Bei Simulationen mit „Flex5“ ist der Effekt jedoch im Teil- und oberen Volllastbereich gut sichtbar, während er im Übergangs- und unteren Volllastbereich fast verschwindet. Des Weiteren nimmt der Effekt mit wachsender Schräganströmung ab statt zu und entfällt ab ca. 40° vollständig.

5.4 Abschätzung der Parametrierung mittels Vermessung

Die bereits vorgestellte Recherche und die Verifikation anhand komplexer Simulationsmodelle zeigen, dass die Skalierung des bevorzugten Modellierungsansatzes des *skewed wake effect* sowohl theoretisch als auch empirisch umstritten ist. Eine Klärung – zumindest für Multimegawatt-Anlagen der Firma Senvion – soll daher anhand einer verhältnismäßig einfachen Messung an einer 3 MW Anlage herbeigeführt werden. Dazu werden die Verläufe der BWB bei starker Schräganströmung der Anlage betrachtet und mit Simulationsdaten aus „Flex5“ und dem vereinfachten aerodynamischen Modell bei unterschiedlichen Skalierungsfaktoren verglichen.

Wie bereits geschildert, hat auch die im vereinfachten Modell vernachlässigte Blattstruktur Einfluss auf den Belastungsverlauf am Blatt. Zusätzlich kann eine, beispielsweise durch den Turm, gestörte Anströmung die Belastungsverläufe dominieren, sodass der *skewed wake effect* in den Messdaten nicht sichtbar wird, geschweige denn eine Skalierung erfolgen kann. Vor Beginn der Vermessung werden daher aussichtsreiche Vermessungsbedingungen mithilfe von „Flex5“-Simulationen identifiziert. Die Auswertung der Messdaten erfolgt dann anhand eines Vergleiches mit Simulationsdaten aus „Flex5“ und dem vereinfachten Modell, wofür eine sinnvolle Auswertungsstrategie entwickelt werden muss.

5.4.1 Aussichtsreiche Vermessungsbedingungen

Der Einfluss des *skewed wake effect* auf die Kräfte am Blatt ist, wie bereits in Kapitel 3.1 dargestellt, im Teillastbereich und bei starker Schräganströmung am größten. Auch wenn die LiDAR-basierte Einzelblattverstellung nur im Volllastbereich eingesetzt wird, ist es daher sinnvoll, die Vermessung im Teillastbereich durchzuführen. Simulationen mit „Flex5“ helfen abzuschätzen, unter welchen Bedingungen der *skewed wake effect* noch sichtbar ist oder vollständig von im

vereinfachten Modell nicht berücksichtigten Effekten überlagert wird. Diese Abschätzung ist trotz der vom VM abweichenden Implementierung des *skewed wake effect* in „Flex5“ möglich bzw. gerade aufgrund der geringen Wirkung in „Flex5“, welche sich im weiteren Verlauf als realitätsnah herausstellen wird, sinnvoll.

In Abbildung 5.5 ist der mit „Flex5“ simulierte Verlauf des BWB aus der Ebene hinaus im homogenen Windfeld ohne Turbulenz, Scherung und Schräganströmung bei einer Windgeschwindigkeit von 7 m/s abgebildet. Es liegen keine Rotorasymmetrien im Modell vor. Bei Simulation des reinen, statischen aerodynamischen Modells ohne Abbildung der Gewichtskraft (Basis) ändert sich die Belastung über den Umlauf nicht. Bereits die Neigung der Gondel von 5° (Tilt) sorgt für eine leichte Belastungsänderung, die gut mit dem vereinfachten Modell und einer vertikalen Schräganströmung von $\gamma_v = 5^\circ$ simuliert werden kann und demzufolge auch gut kompensiert werden könnte. Der reine Turmvorstau (TVStau) sorgt für einen Einbruch der Belastung bei 180° . Aufgrund des Konuswinkels des Rotors (Cone) verschiebt sich die Kurve hin zu höheren Belastungen und nimmt bei der Standard-Simulation mit Ausnahme einer steifen Anlagenstruktur (Std, DOF=0) den oberen dunkelgrauen Verlauf an. Der lokale Belastungseinbruch ist gut sichtbar bei 180° . Bei Simulation mit den üblichen Strukturfreiheitsgraden (Std) nimmt die Belastung leicht ab und der lokale Belastungseinbruch verschiebt sich auf ca. 195° . Ursache dafür ist die Bewegung des Blattes in Schlagrichtung. Vermutlich sorgt die Relativbewegung des Blattes, verzögert durch die Massenträgheit, für den verschobenen Einbruch.

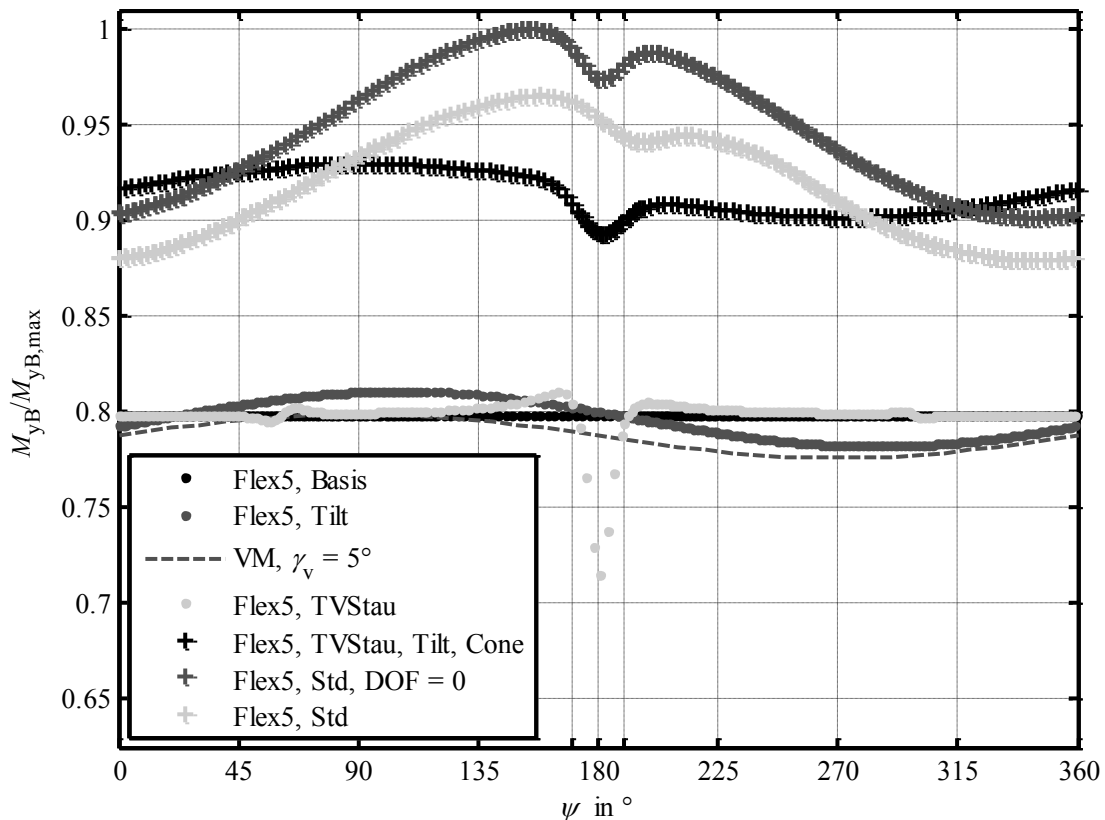


Abbildung 5.5: Das relative BWB aus der Ebene hinaus über dem Azimutwinkel bei Simulation mit „Flex5“ mit unterschiedlichen aktivierten Effekten bei einer konstanten Windgeschwindigkeit von 7 m/s.

Auch ohne Schräganströmung oder Scherung kommt es also zu einem annähernd sinusförmigen, gegenüber 180° leicht phasenverschobenen Belastungsverlauf. Turmvorstau, Neigungswinkel der Gondel und Blattbewegung überdecken dann den Einfluss geringer bis mäßiger Schräganströmung, wie Abbildung 5.6 zeigt. Belastungsverläufe mit dem „Flex5“-Standard-Modell bei unterschiedlich starker Schräganströmung und deren harmonischen Näherungen werden dort Verläufen mit dem vereinfachten Modell gegenübergestellt. Erst bei einer Schräganströmung von -30° zeigt sich ein dominanter Einfluss der Schräganströmung.

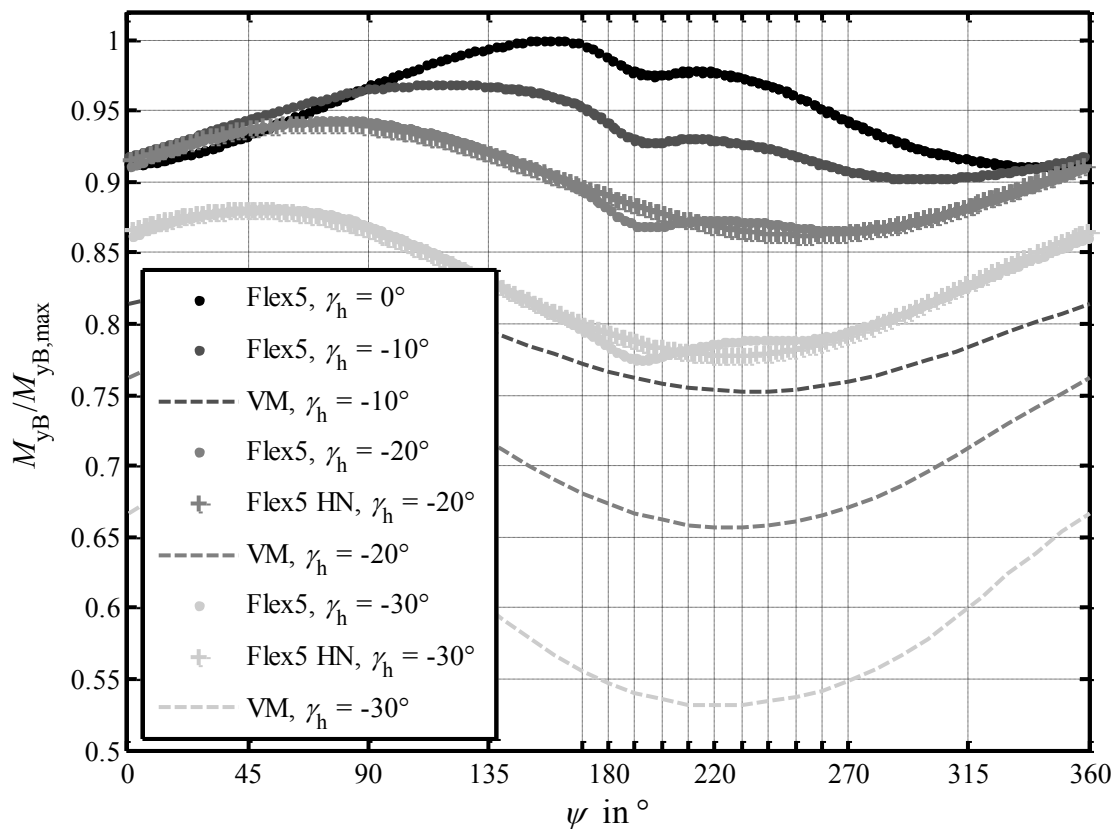


Abbildung 5.6: Das relative BWB aus der Ebene hinaus über dem Azimutwinkel bei Simulation mit „Flex5“ und dem vereinfachten Modell bei unterschiedlich starker Schräganströmung und einer konstanten Windgeschwindigkeit von 7 m/s zur Ermittlung aussichtsreicher Vermessungsbedingungen.

Bei der Vermessung sollte demnach eine starke Schräganströmung von mehr als $\pm 30^\circ$ vorliegen. Die Scherung sollte möglichst gering sein, um weitere Überlagerungseffekte zu reduzieren.

5.4.2 Strategie zu Messdatenauswertung

Um die im vereinfachten Modell vernachlässigten Effekte wie Blattbewegung und Turmvorstau nicht fälschlich dem *skewed wake effect* zuzuschreiben, ist für die Auswertung der Messdaten neben Betrachtung des vereinfachten Modells eine Berücksichtigung von „Flex5“-Simulationsergebnissen sinnvoll. Zur Auswertung wird wie folgt, und schematisch in Abbildung 5.7 dargestellt, vorgegangen. Es werden die Windverhältnisse der Messung simuliert:

1. Simulation „Flex5“ mit reinem, statischen aerodynamischen Modell ohne Abbildung der Gewichtskraft inklusive Berücksichtigung der Gondelneigung (Flex5, Tilt)
2. Simulation mit vereinfachtem Modell und $\gamma_v = 5^\circ$, Änderung des Skalierungsfaktors K_{Skew} bis die Phasenverschiebung mit „Flex5“ übereinstimmt (VM)
3. Standard-Simulation in „Flex5“ (Flex5, Std), harmonische Näherung zur Bestimmung des Belastungsminimums (Flex5 HN, Std)
4. Simulation mit vereinfachtem Modell plus Offset und Phasenverschiebung, Anpassung bis das Minimum identisch mit der Flex5-Näherung ist (VM+)

Nicht dargestellt ist der Umgang mit den Messergebnissen:

1. Auftragen der Messdaten inklusive einer harmonischen Näherung
2. Anpassung des Skalierungsfaktors K_{Skew} vom vereinfachten Modell plus Offset und Phasenverschiebung bis dessen Minimum identisch mit dem Minimum der Messdaten ist

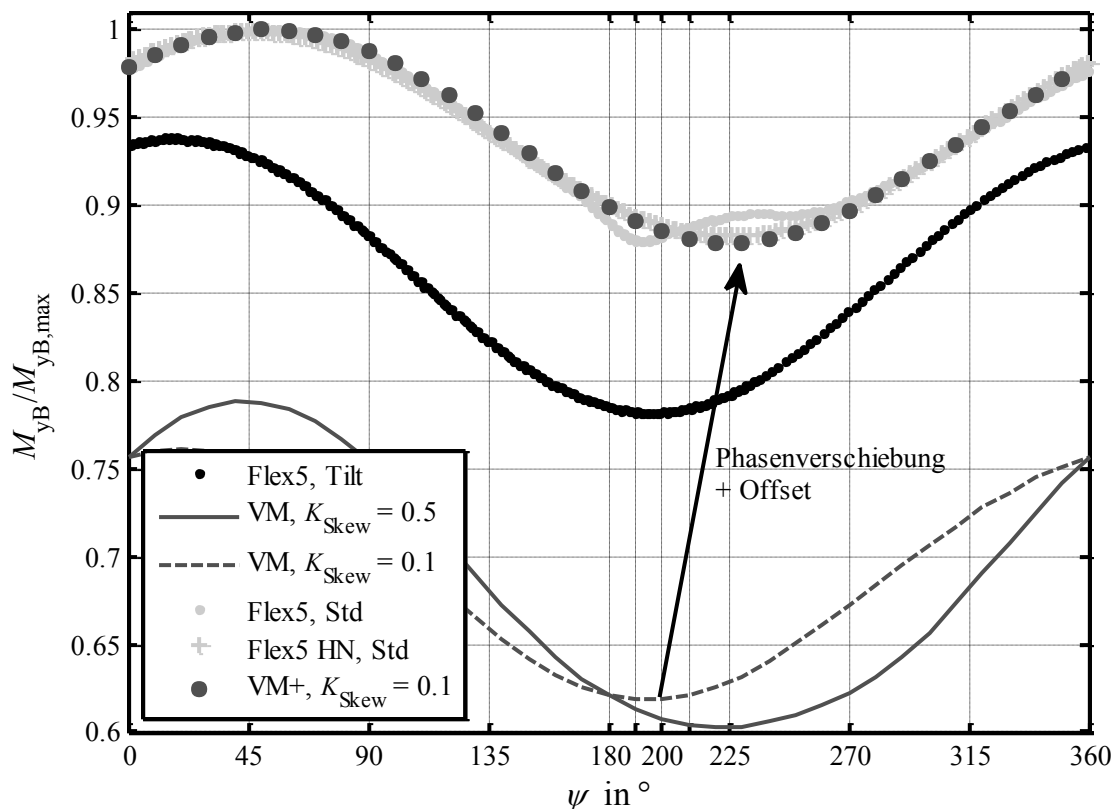


Abbildung 5.7: Das relative BWB aus der Ebene hinaus über dem Azimutwinkel bei Simulation mit „Flex5“ und dem vereinfachten Modell bei einer horizontalen Schräganströmung von $\gamma_h = -30^\circ$ und einer konstanten Windgeschwindigkeit von 7 m/s zur Visualisierung der Strategie zur Messdatenauswertung.

Unberücksichtigt bleibt auch bei dieser Auswertungsstrategie der Einfluss der in „Flex5“ nicht abgebildeten Blatttorsion, siehe Seite 88. Jüngere interne Untersuchungen von Senvion zum vermessenen Blattpfz zeigen eine sehr geringe zyklische Torsion aufgrund des Eigengewichtes von weniger als 0.5° Amplitude an der Blattspitze. Dessen Einfluss auf das stark variierende BWB unter Vermessungsbedingungen ist vermutlich kaum wahrnehmbar. Mit einer mittleren

Torsion von wenigen Grad an der Blattspitze bei maximaler Schubbelastung ist das Blatt allerdings wahrnehmbar biege-torsions-gekoppelt. Eine Phasenverschiebung des stark variierenden Belastungsverlaufes von wenigen Grad aufgrund der Torsionsdynamik ist denkbar.

5.4.3 Messergebnisse

Die Vermessung erfolgt an einer 3 MW Anlage der Firma Senvion, die bis zu $\pm 50^\circ$ schräg zur Anströmung gestellt wird. Während der Vermessung ist die Windscherung gering und die Turbulenz mäßig, die Windgeschwindigkeiten liegen bei 7 m/s bis 10 m/s. Für die Auswertung werden kurze Messschriebe von 10 s bis 50 s verwendet, die annähernd konstante Windbedingungen aufweisen. Nur so kann sich ein eindeutiges Belastungsmuster über dem Umlauf herausbilden. Die mittlere Scherung muss gering sein ($\alpha_h \leq 0.1$), um zu verhindern, dass Belastungsschwankungen aufgrund von Scherung jene aufgrund von Schräganströmung dominieren und eine Auswertung des Skalierungsfaktors K_{Skew} unmöglich machen. Des Weiteren werden nur Messschriebe mit einer Schräganströmung von $\pm 30^\circ$ oder mehr betrachtet. Abbildung 5.8 stellt beispielhaft die Auswertung bei positiver Schräganströmung dar²⁷:

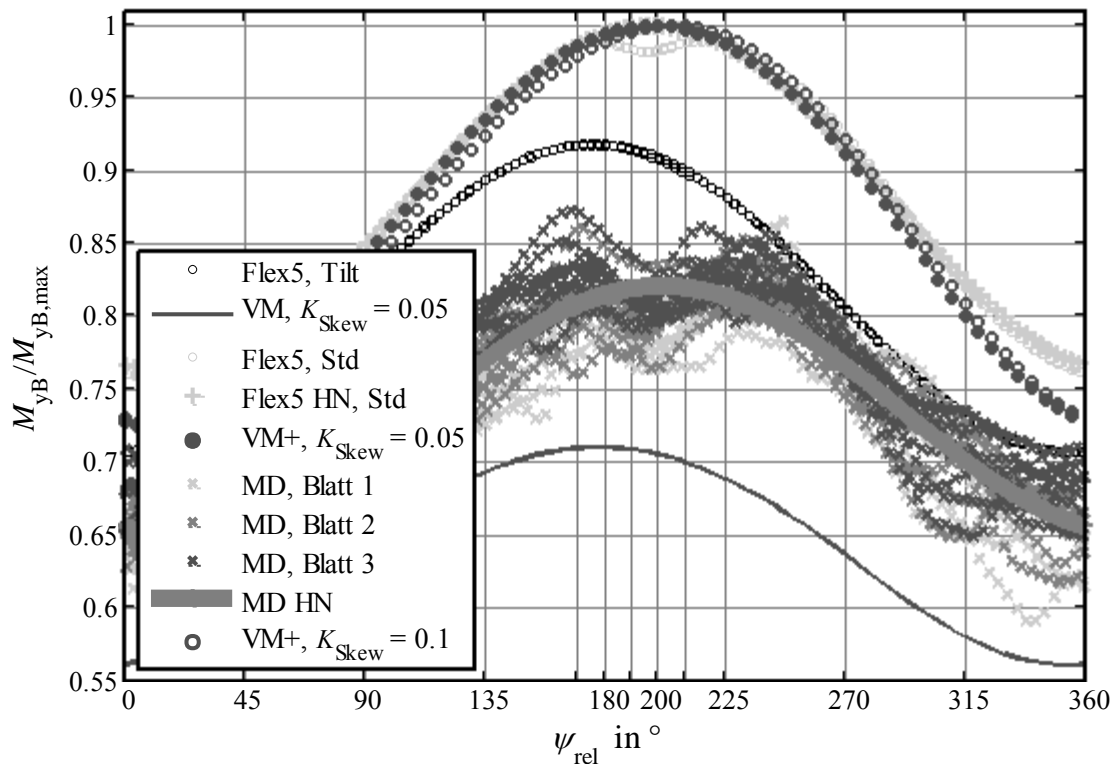


Abbildung 5.8: Das relative BWB aus der Ebene hinaus über dem relativen Azimutwinkel (bei 0° befindet sich das Blatt auf 12 Uhr Position) aus der Vermessung und den Simulationen mit „Flex5“ und dem vereinfachten Modell zur Bestimmung des Skalierungsfaktors K_{Skew} , Beispiel für eine starke positive Schräganströmung mit $\bar{v} = 8.5$ m/s, $\bar{\alpha}_h = 0$ und $\bar{\gamma}_h = 34^\circ$.

²⁷ Deutlich sichtbar in Abbildung 5.8 sind auch die absoluten Unterschiede des BWB aus der Messung und der „Flex5“-Simulation. Ein kleiner Teil ist auf Ungenauigkeiten im Simulationsmodell wie z. B. der gewählten Modellierung des *skewed wake effects* zurückzuführen, der größer auf Messungenauigkeiten bzw. die stark vereinfachte Erfassung des Windfeldes und dessen Nachbildung in der Simulation.

Die gemessenen BWB der drei Blätter (MD, Blatt 1-3) zeigen das erwartete annähernd harmonische Belastungsmuster mit einem Belastungsanstieg in der unteren Rotorhälfte (bei 180° befindet sich das Blatt unten). Der Turmvorstau und die damit einhergehende leichte Reduktion der Blattbelastung ist bei ca. 200° sehr deutlich zu erkennen. Die harmonische Näherung (MD HN) zeigt ein Maximum bei 200° . Die „Flex5“-Simulation mit reinem, statischen aerodynamischen Modell ohne Abbildung der Gewichtskraft inklusive Berücksichtigung der Gondelneigung (Flex5, Tilt) weist ein Maximum bei knapp 180° auf, welches mit dem vereinfachten Modell mit einem Skalierungsfaktor von $K_{\text{Skew}} = 0.05$ nachgebildet werden kann. Mittels Phasenverschiebung und Offset wird nun das Maximum des vereinfachten Modells das der „Flex5“-Näherung aus der Standard-Simulation angenähert. Es zeigt sich, dass das Maximum der simulativ ermittelten Verläufe nicht mit dem Maximum der Messwerte bei ca. 205° übereinstimmt. Durch Anpassung des Skalierungsfaktors von 0.05 auf 0.1 kann eine Übereinstimmung erzielt werden. Der Skalierungsfaktor für diesen Messschrieb beträgt also $K_{\text{Skew}} = 0.1$.

Analog dazu wird in Abbildung 5.9 der Messschrieb bei starker negativer Schräganströmung ausgewertet. Hier zeigt sich, dass der Skalierungsfaktor $K_{\text{Skew}} = 0.15$, welcher durch Vergleich mit der „Flex5“-Simulation ermittelt wird, auch für die Messdaten gültig ist.

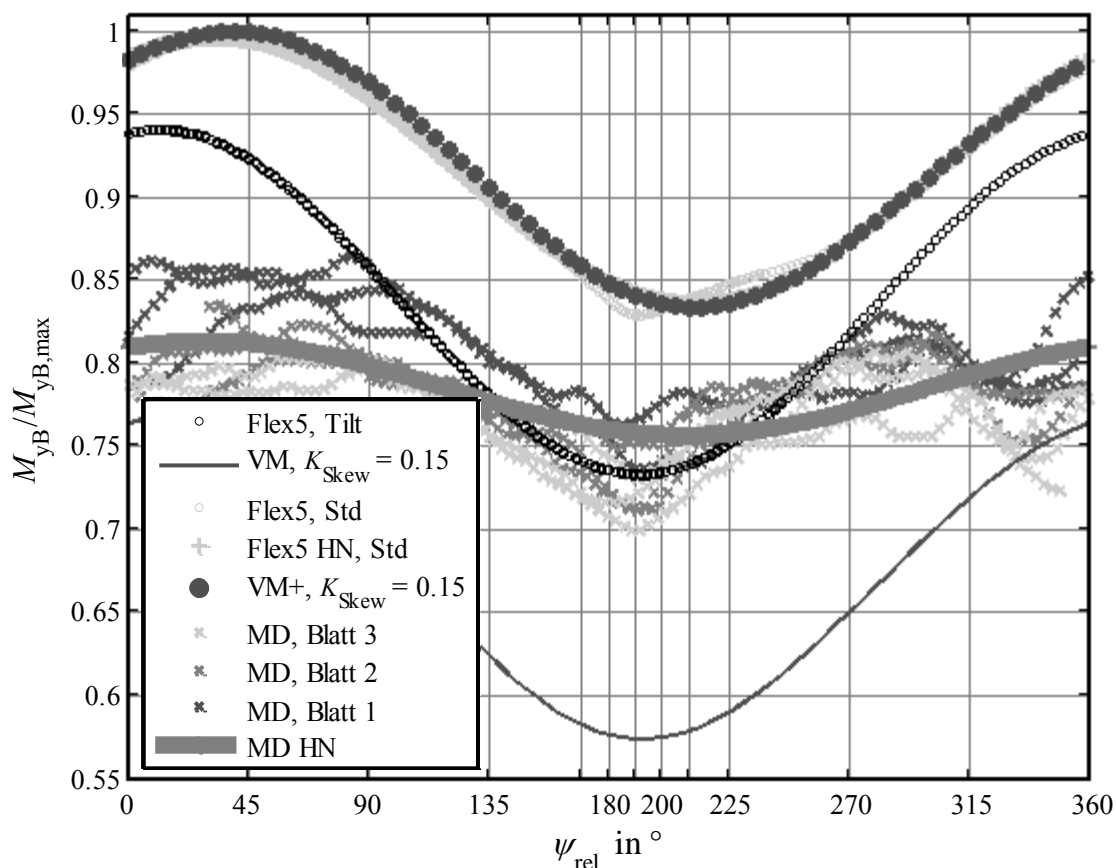


Abbildung 5.9: Das relative BWB aus der Ebene hinaus über dem relativen Azimutwinkel (bei 0° befindet sich das Blatt auf 12 Uhr Position) aus der Vermessung und den Simulationen mit „Flex5“ und dem vereinfachten Modell zur Bestimmung des Skalierungsfaktors K_{Skew} , Beispiel für eine starke negative Schräganströmung mit $\bar{v} = 7.0$ m/s, $\bar{\alpha}_h = 0.1$ und $\bar{\gamma}_h = -30^\circ$.

Tabelle 5.3: Ermittelte Skalierungsfaktoren K_{Skew} aus unterschiedlichen sinnvollen Messzeitreihen, sortiert nach der Schräganströmung.

Mittlere Windgeschwindigkeit \bar{v} , Höhenexponent α_h , Schräganströmung γ_h	Ermittelter Skalierungsfaktor K_{Skew}
$\gamma_h < -30^\circ$	
9.02 m/s, 0.09, -42.06°	0.10
8.00 m/s, 0.00, -38.97°	0.10
7.99 m/s, 0.05, -35.92°	0.50
8.66 m/s, 0.11, -31.18°	0.40
7.10 m/s, 0.01, -30.25°	0.10
$\bar{K}_{\text{Skew}} = 0.24$	
$-30^\circ < \gamma_h < -25^\circ$	
7.03 m/s, 0.09, -29.65°	0.15
6.94 m/s, 0.03, -29.18°	0.15
7.39 m/s, 0.00, -28.22°	0.55
8.53 m/s, 0.09, -27.36°	0.55
$\bar{K}_{\text{Skew}} = 0.35$	
$\gamma_h > 30^\circ$	
8.49 m/s, 0.00, 36.76 °	0.15
7.39 m/s, 0.00, 36.16 °	0.20
7.08 m/s, 0.00, 34.87 °	0.00
8.76 m/s, 0.03, 32.17 °	0.05
$\bar{K}_{\text{Skew}} = 0.10$	
$25^\circ < \gamma_h < 30^\circ$	
7.90 m/s, 0.05, 29.13 °	0.50
7.98 m/s, 0.00, 27.97 °	0.05
9.62 m/s, 0.06, 27.79 °	0.10
$\bar{K}_{\text{Skew}} = 0.22$	
$\bar{\bar{K}}_{\text{Skew}} \approx 0.25$	

In Tabelle 5.3 sind alle anhand sinnvoller Messschriebe ermittelten Skalierungsfaktoren, klassifiziert nach Stärke und Richtung der Schräganströmung, aufgelistet. Als *sinnvoll* werden dabei Messschriebe bezeichnet, bei denen sich ein Belastungsmuster über dem Azimutwinkel herausbildet; sie sind zwischen 10 s und 50 s lang, haben eine annähernd konstante Windgeschwindigkeit und weisen einen positiven Skalierungsfaktor auf.

Gemittelt über alle Schräganströmungsklassen ergibt sich ein mittlerer Faktor von $\bar{K}_{\text{Skew}} \approx 0.25$. Bei starker Schräganströmung ($|\gamma_h| > 30^\circ$) ist der *skewed wake effect* tendenziell etwas geringer als bei mittlerer Schräganströmung. Des Weiteren ist der Effekt bei negativer Schräganströmung etwas stärker als bei positiver ausgebildet. Auf Basis dieser Tendenzen lässt sich jedoch kaum auf Gesetzmäßigkeiten schließen. Vielmehr scheint es sich im ersten Fall um zufällige Phänomene und im zweiten Fall um kleine systematische Messfehler zu handeln.

Einige wenige, zufällig aufgezeichnete Messschriebe bei starker Schräganströmung einer 3 MW Anlage anderen Types weisen abweichende Tendenzen auf: Eine Abhängigkeit des Skalierungsfaktors von der Stärke der Schräganströmung ist hier nicht zu erkennen. Des Weiteren ist der *skewed wake effect* bei positiver Schräganströmung etwas stärker ausgebildet und der Mittelwert des Skalierungsfaktors insgesamt etwas höher.

Für weitere Untersuchungen mit dem vereinfachten Modell wird daher – basierend auf einer groben Mittelung der Messergebnisse – ein Skalierungsfaktor von $K_{\text{Skew}} = 0.3$ unabhängig von der Stärke der Schräganströmung verwendet. Damit bestätigen diese Messungen die Ergebnisse von Eggers et al. [127], welche bei Feldtests mit Kleinstwindanlagen einen Skalierungsfaktor von 0.5 und kleiner verifizierten. Die durch den *skewed wake effect* hervorgerufene Phasenverschiebung des Belastungsmaximums bzw. –minimums über dem Azimutwinkel ist für den Volllastbereich sehr gering, siehe Abbildung 4.6. Die Unterschiede zwischen dem vereinfachten Modell und dem „Flex5“-Modell, bei dem der Effekt mit einem Skalierungsfaktor $K_{\text{Skew}} < 0.2$ angenähert werden kann, sind damit bezüglich des *skewed wake effect* ebenfalls sehr gering. Es ist daher möglich, aussagekräftige Simulationen mit einer, auf dem vereinfachten Modell beruhenden, LiDAR-basierten Vorsteuerung in „Flex5“ durchzuführen.

5.5 Zusammenfassung

Das vereinfachte Modell berücksichtigt den *skewed wake effect* als Erweiterung der BEM-Theorie in einer weit verbreiteten Modellierung nach Glauert mit einer Parametrierung nach Pitt & Peters. Erste Zweifel an einer passenden Abbildung des Effektes treten bereits bei einem Vergleich mit „Flex5“ auf. Eine Literaturrecherche zur Modellierung des *skewed wake effect* bei Rotoren jeglicher Art zeigt schnell, wie umstritten die Parametrierung dieses Basisansatzes ist. Theoretische Parameterabschätzungen anhand unterschiedlicher Strömungstheorien weichen zum Teil deutlich voneinander ab. Für WEA wird in der Regel die Parametrierung nach Pitt & Peters gewählt, wobei unterschiedliche zusätzliche Skalierungen der Parametrierung vorge-

schlagen werden. Die wenigen diesbezüglich auswerteten Vermessungen von (Kleinst-) Windanlagen liefern zum Teil widersprüchliche Ergebnisse und können für eine Klärung kaum herangezogen werden. Vermessungen von Multimegawatt-Anlagen sind der Autorin nicht bekannt.

Der simulative Vergleich des vereinfachten Modells mit einem alternativen, modernen Ansatz zu Modellierung der Aerodynamik, dem *generalized dynamic wake (GDW)* Modell, welches die Neigung des Nachlaufes bei Schräganströmung automatisch berücksichtigt, legt zumindest einen Skalierungsfaktor kleiner 1 nahe.

Eine Verifikation des Skalierungsfaktors wird abschließend durch Vermessung an einer 3 MW Anlage der Firma Senvion durchgeführt. Dazu werden die Verläufe der BWB bei starker Schräganströmung aufgezeichnet. Da die Windscherung und die Rückwirkung der Blattstruktur häufig den *skewed wake effect* dominieren, werden zuvor simulativ aussichtsreiche Vermessungsbedingungen ermittelt und die Messdaten anhand eines strategischen Vergleiches mit Simulationsdaten aus „Flex5“ und dem vereinfachten Modell ausgewertet. Es ergibt sich ein Skalierungsfaktor von ca. 0.3, der für das vereinfachte Modell unabhängig vom Wert der Schräganströmung übernommen wird. Der Einfluss des *skewed wake effect* auf den Belastungsverlauf des Blattes bei Schräganströmung ist damit im Nennlastbereich sehr gering.

6 Entwurf der Einzelblattregelung und Einzelblattvorsteuerung

Basierend auf den Entwurfsmodellen und den weitergehenden Systembetrachtungen in Kapitel 4 erfolgt nun der Entwurf der Einzelblattregelung und der Einzelblattvorsteuerung.

Für die Einzelblattregelung implizieren die Systembetrachtungen eine dezentrale Umsetzung mit vier SISO-Reglern. Nach Festlegung der Reglerstruktur erfolgt nach der analytischen Abschätzung eine numerische Optimierung der Parameter, um den nichtlinearen Auslegungskriterien wie Ermüdungslasten Rechnung zu tragen. Gerade in Hinblick auf den angestrebten Feldtest ist es notwendig, Randbedingungen wie die endliche Geschwindigkeit des Blattverstellungssystems abschließend bei der Implementierung zu berücksichtigen.

Die Einzelblattvorsteuerung wird ohne eine parallele Einzelblattregelung betrieben, um die Wirksamkeit des LiDAR-Gerätes für die Vorsteuerung direkt mit den zur Regelung benötigten Belastungssensoren vergleichen zu können (siehe Kapitel 1). Damit kann die Einzelblattvorsteuerung als Störgrößenaufschaltung strukturiert werden. Mithilfe des vereinfachten Modells werden optimale Kompensationsstrategien untersucht, um schlussendlich einen vereinfachten Algorithmus der Vorsteuerung implementieren zu können. Auf eine detaillierte Berücksichtigung von Randbedingungen wird für die Potenzialstudie verzichtet. Die so entwickelte Einzelblattvorsteuerung basiert auf Untersuchungen und Ansätzen der Autorin, die in [113] und [20] veröffentlicht wurden. Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung.

6.1 Einzelblattregelung

Die Systembetrachtungen in Abschnitt 4.3 zeigen, dass die annähernd konstanten Anteile ($M_{yB2}^{f(1)}$ und $M_{yB3}^{f(1)}$) und die 3p-Anteile ($M_{yB2}^{f(2)}$ und $M_{yB3}^{f(2)}$) der Nick- und Giermomente unabhängig voneinander geregelt werden können. Bei Berücksichtigung geeigneter Filter ist auch eine von der Drehzahl unabhängige Momentregelung möglich. Damit kann eine dezentrale Umsetzung der Einzelblattregelung als 1p- und 2p-IPC mit jeweils zwei SISO-Reglern für das Nick- und Giermoment erfolgen. Im Folgenden wird die Struktur der vier SISO-Regler bestimmt und deren Auslegung vorgenommen.

6.1.1 Reglerstruktur

Zur Regelung der annähernd konstanten Anteile und der 3p-Anteile des Gier- und des Nickmomentes sollen vier SISO-Regler ausgelegt werden.

Aus den Momenten des stehenden Systems (4.27), (4.28), (4.35) und (4.36) ergeben sich die folgenden Systemgleichungen. Die Turmdynamik wird in Gleichung (6.2) vernachlässigt, da die darüber vorliegende Kopplung mit der Drehzahl durch die geeignete Wahl des Frequenzbereiches und den Einsatz von Filtern minimiert werden kann. Verzögerungen durch Messung und Datenverarbeitung, insbesondere aber durch das Blattverstellungssystem, werden mit einem PT1-Glied der Zeitkonstante $T = 0.6$ s berücksichtigt:

$$\Delta M_{yB2}^{f(1)}(s) = k_{M_{yB}} \Delta \beta_2^{f(1)}(s) \frac{1}{1 + T_S} + h_{M_{yB}} \Delta v_2^{f(1)}(s), \quad (6.1)$$

$$\Delta M_{yB3}^{f(1)}(s) = k_{M_{yB}} \Delta \beta_3^{f(1)}(s) \frac{1}{1 + T_S} + h_{M_{yB}} \Delta v_3^{f(1)}(s), \quad (6.2)$$

$$\Delta M_{yB2}^{f(2)}(s) = k_{M_{yB}} \Delta \beta_2^{f(2)}(s) \frac{1}{1 + T_S} + h_{M_{yB}} \Delta v_2^{f(2)}(s), \quad (6.3)$$

$$\Delta M_{yB3}^{f(2)}(s) = k_{M_{yB}} \Delta \beta_3^{f(2)}(s) \frac{1}{1 + T_S} + h_{M_{yB}} \Delta v_3^{f(2)}(s). \quad (6.4)$$

Die Systemgleichungen weisen dieselbe Struktur und Parametrierung auf, sodass sich für alle Systeme jeweils dieselbe Übertragungsfunktion ergibt:

$$G(s) = k_{M_{yB}} \frac{1}{1 + T_S}. \quad (6.5)$$

Es handelt sich um PT1-Glieder. Die Aufgabe der Regler ist die vollständige Kompensation der Momente. Eine Änderung der Sollwerte ist damit nicht vorgesehen. Die Störungen (das inhomogene Windfeld) enthalten neben großen konstanten Anteilen wie beispielsweise der Windscherung durch das Bodenprofil auch dynamische Anteile, wenn es beispielsweise durch Turbulenzen oder bestimmte Wetterphänomene zu einer Änderung der Windscherung kommt. Um stationäre Genauigkeit der Regelkreise zu gewährleisten, müssen die Regler einen I-Anteil enthalten. Ein P-Anteil ist ebenfalls vorteilhaft, um schnell auf dynamische Störungen reagieren zu können.

Um die Abhängigkeit des aerodynamischen Koeffizienten $k_{M_{yB}}$ vom Arbeitspunkt der WEA zu berücksichtigen, wird ein **PI-Regler mit Gain-Scheduling** eingesetzt. Eine überflüssige, hochfrequente Blattverstellung wird vermeiden, indem für die Momente Kerbfilter bei 3p und höheren Harmonischen verwendet werden.

6.1.2 Auslegung

Relevante Kriterien zur Reglerauslegung wie die berechneten Ermüdungslasten des Blattes und der Nabe sind nichtlinear und lassen sich, ebenso wie nichtlineare Randbedingungen in Form von Stellratenbegrenzungen, kaum oder nur schwer in einem (linearen) Entwurfsverfahren berücksichtigen. Die Auslegung der Einzelblattregler erfolgt daher pragmatisch in zwei Schritten:

1. Analytische Abschätzung der Reglerparameter anhand des vereinfachten Streckenmodells ohne Berücksichtigung von Randbedingungen und konkreten Auslegungskriterien.
2. Numerische Optimierung der Reglerparameter anhand von Simulationsergebnissen des komplexen Modells incl. Randbedingungen durch Auswertung aller Auslegungskriterien.

Analytische Abschätzung

Da die Übertragungsfunktion (6.5) für alle vier Strecken gleich ist, können identische Regler verwendet werden. Diese bzw. dieser Regler wird in einen Arbeitspunkt im mittleren Nennlastbereich ausgelegt und lässt sich mithilfe des Gain-Scheduling dann im gesamten Arbeitsbereich anwenden.

Die Zeitkonstante des PI-Reglers wird, beispielsweise nach der Faustregel aus [131], gleich der Zeitkonstante der Strecke gewählt. Abbildung 6.1 (links) zeigt das Bode-Diagramm dieses Reglers mit einer Reglerverstärkung von 1, bezeichnet als R1, und der vereinfachten Strecke (VS) nach Gleichung (6.5), bezeichnet als VS. Die Phasenabsenkung beträgt aufgrund der perfekten Kompensation der Streckzeitkonstante für alle Frequenzen 90° . Damit ist der Regler – unabhängig von der Reglerverstärkung – sehr robust. Der geschlossene Regelkreis zeigt anhand der Sprungantwort in Abbildung 6.1 (rechts) PT1-Verhalten. Die Zeitkonstante von knapp 3 s entspricht einer halben Rotorumdrehung. Damit liegt die Dynamik des geschlossenen Regelkreises in der richtigen Größenordnung und der Regler R1 wird ohne Anpassung als Ausgangspunkt für die numerische Optimierung verwendet.

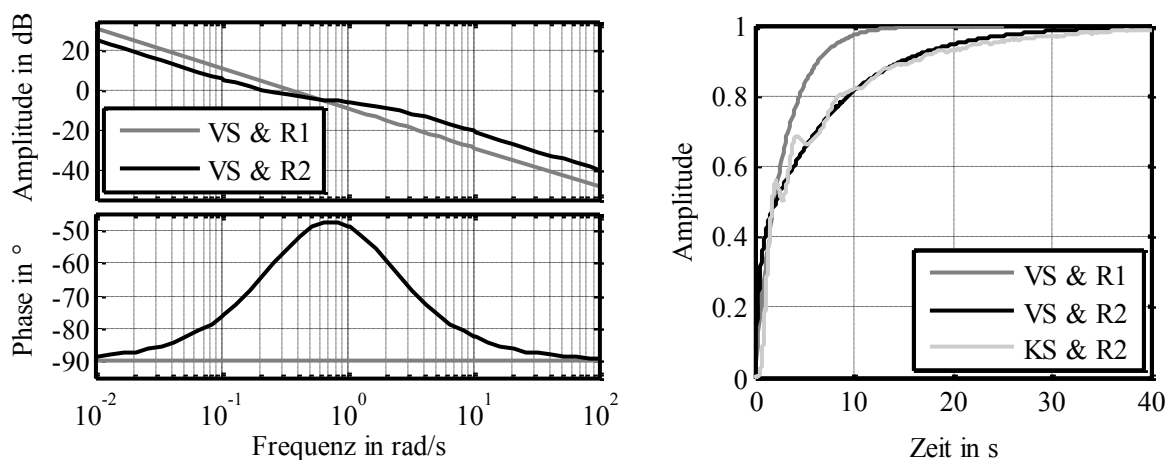


Abbildung 6.1: Charakteristika der Regelkreise mit vereinfachter (VS) und komplexer Strecke (KS) in Kombination mit dem analytisch abgeschätzten (R1) und dem numerisch optimierten Regler (R2). Links: Die Frequenzkennlinien der korrigierten offenen Regelkreise. Rechts: Die Sprungantworten der geschlossenen Regelkreise.

Numerische Optimierung

Zur Optimierung der Reglerparameter können numerische Entwurfsverfahren eingesetzt werden, welche ohne lineare Reglerstruktur auskommen, eine freie Festlegung der Auslegungskriterien erlauben und eine Mehrzieloptimierung ermöglichen. Geeignet erscheint das Verfahren zur Gütevektroptimierung nach Kreißelmeier und Steinhauser [132] auf Basis von Simulationsergebnissen, wie in [39,133] zum Reglerentwurf von WEA vorgeschlagen und von Senvion in einem Programm umgesetzt. Dieses Verfahren reduziert parallel mehrere vom Parametervektor \mathbf{P} abhängige Gütekriterien $I_k(\mathbf{P})$. Ausgehend von einem Startvektor \mathbf{P}_0 werden sogenannte Vorgabewerte c_k mit üblicher Weise $c_k > I_k(\mathbf{P}_0)$ gewählt. Aus den Quotienten der jeweiligen Gütekriterien und Vorgabewerte werden Funktionen gebildet und das größte Element des Funktionsvektors mit der Maximumfunktion $\alpha(\mathbf{P})$ bestimmt:

$$\alpha(\mathbf{P}) = \max \left[\frac{I_1(\mathbf{P})}{c_1}, \dots, \frac{I_l(\mathbf{P})}{c_l} \right] \text{ mit } k = 1, \dots, l. \quad (6.6)$$

Es gilt $\alpha(\mathbf{P})$ zu minimieren. In der Praxis bietet es sich an, diese nicht stetige Funktion durch eine analytische zu approximieren, siehe auch [134], um so etwa ein Gradientenverfahren grundsätzlich zu ermöglichen oder die Konvergenz ableitungsfreier Verfahren zu verbessern.

$$\tilde{\alpha}(\mathbf{P}) = \frac{1}{20} \log \left[e^{20 \frac{I_1(\mathbf{P})}{c_1}} + \dots + e^{20 \frac{I_l(\mathbf{P})}{c_l}} \right] \quad (6.7)$$

Die Ableitungen der hier verwendeten Gütekriterien lassen sich analytisch jedoch nicht ermitteln. So wird das sehr robuste und weit verbreitete ableitungsfreie Nelder-Mead-Verfahren eingesetzt.

Die Auslegungskriterien der Einzelblattregelung quantifizieren die Gütekriterien: Als offensichtliche Güteriterien werden die Belastungen des Blattes und des stehenden Systems in Form von sog. *damage equivalent loads* (DEL) des Blattwurzelbiegemomentes in Schlagrichtung und der Nick- und Gierrmomente an der Nabe, siehe Abschnitt 7.1, sowie des Blattverstellsystems in Form der Standardabweichung der Verstellgeschwindigkeit gewählt. Darüber hinaus werden die DEL der Turmfußbiegemomente und des Antriebsstrangs, Standardabweichung und Maximalwert der Drehzahl sowie die mittlere Leistung hinzugezogen. So sollen zum einen etwaige Auswirkungen auf andere Anlagenkomponenten minimiert und zum anderen Lastreduktionen auf Kosten des Ertrages, im Extremfall durch Abfahrt und Stillstand der WEA, verhindert werden. Die Gütekriterien werden anhand von Simulationen mit dem komplexen Anlagenmodell und Einzelblattregelung zusammen mit dem Referenzregler berechnet. Neben Stellgrößenbegrenzungen lassen sich so Details der Belastungsmessung und des Blattverstellsystems sowie leichte Kopplungen mit anderen Regelkreisen innerhalb des Modells automatisch berücksichtigen. Pro Iterationsschritt wird eine turbulente 10-Minuten-Zeitreihen unter Standardbedingungen, wie in Abschnitt 7.2 definiert, berechnet. Die Vorgabewerte werden nach dem ersten Iterationsschritt einmalig gewählt. Gute Optimierungsergebnisse haben sich bei einem einheitlichen Quotienten

des Gütekriteriums und des Vorgabewertes ergeben. Alternativ können die Vorgabewerte zur indirekten Gewichtung der Gütekriterien oder auch als Zielwerte, sofern sich diese beziffern lassen, genutzt werden; ein Vorgabewert nahe oder unterhalb des initialen Gütekriteriums erhöht den Quotienten und macht ihn zumindest anfänglich zum Ziel der Minimierung.

Es bietet sich an, bei der numerischen Optimierung zwei unterschiedliche Regler-Parametersätze, einen für die 1p- und einen für die 2p-Regler, zu variieren. Trotz identischer Übertragungsfunktion der Strecken (6.5), erfolgt die Variation des Blattwinkels bei der 2p-Regelung doppelt so häufig wie bei der 1p-Regelung, sodass sich die Belastungen des Blattverstellungssystems deutlich unterscheiden. Des Weiteren liegen unterschiedliche Auslegungskriterien vor: Während die 1p-Regelungen in erster Linie die Blattbelastungen reduzieren, sind die 2p-Regelungen vor allem für die Belastungen des stehenden Systems relevant. Da der Rotor rotations-symmetrisch ist, können für Nick- und Giermoment der 1p- bzw. 2p-Regelung weiterhin dieselben Parametersätze verwendet werden.

Voruntersuchungen zeigen, dass die Betrachtung zweier Arbeitspunkte im Nennlastbereich zur Bestimmung der Reglerparameter und des Gain-Scheduling ausreicht. Die numerische Optimierung führt zu folgendem Ergebnis:

- Im Vergleich zum Ausgangsregler R1 ist die Zeitkonstante deutlich höher und die Verstärkung etwas geringer.
- Die Unterschiede zwischen den 1p- und 2p-Reglern sind gering, für die 1p-Regler ist die Zeitkonstante etwas kleiner und die Verstärkung etwas größer.

Das Bode-Diagramm und die Sprungantwort in Abbildung 6.1 auf Seite 119 veranschaulichen die geringe Dynamik des Regelkreises mit dem numerisch optimierten 1p-Regler, gekennzeichnet mit R2. Im Vergleich zur analytischen Abschätzung ist die Phasenreserve deutlich auf 120° und die Ausregelzeit auf fast 40 s gestiegen. Dieses Ergebnis ist bemerkenswert, da die dynamischen Anteile der Störungen so nur sehr bedingt kompensiert werden können. Offenbar dominieren die annähernd konstanten Anteile der Störungen. Des Weiteren können durch die geringe Dynamik der IPC leichte Wechselwirkungen mit anderen Regelkreisen oder Kopplungen innerhalb des Modells minimiert werden. Die Sprungantwort der komplexen Strecke, gekennzeichnet mit KS, mit dem numerisch optimierten Regler weist in den ersten Sekunden Schwingungen auf, die auf derartige Wechselwirkungen schließen lassen. Hinsichtlich der Auslegungskriterien treten nur geringe Unterschiede zwischen der Simulation mit R1 und dem optimierten Regler auf. Die Belastungen vom Blatt und des stehenden Systems sind mit dem optimierten Regler wenige Prozent geringer als mit R1. Sollten hochdynamische Änderungen der 1p- oder 2p-Belastungen – beispielsweise in Extremlastfällen – auslegungsrelevant werden, ist die Verwendung schnellerer Regler ohne allzu große Einbußen hinsichtlich der Ermüdungslasten möglich.

Das Gain-Scheduling lässt sich als konstante Verstärkung im Teillastbereich und einer linear abfallenden Verstärkung im Nennlastbereich umsetzen. Der optimierte Verlauf orientiert sich,

wie aus Abbildung 6.2 ersichtlich, stark an den Streckenverstärkungen. Es ergibt sich im oberen Teil- und im Nennlastbereich eine annähernd konstante Gesamtverstärkung des Regelkreises. Implementiert wird das Gain-Scheduling jedoch in Abhängigkeit von dem direkt messbaren kollektiven Blattwinkel anstatt von einer zu schätzenden Windgeschwindigkeit.

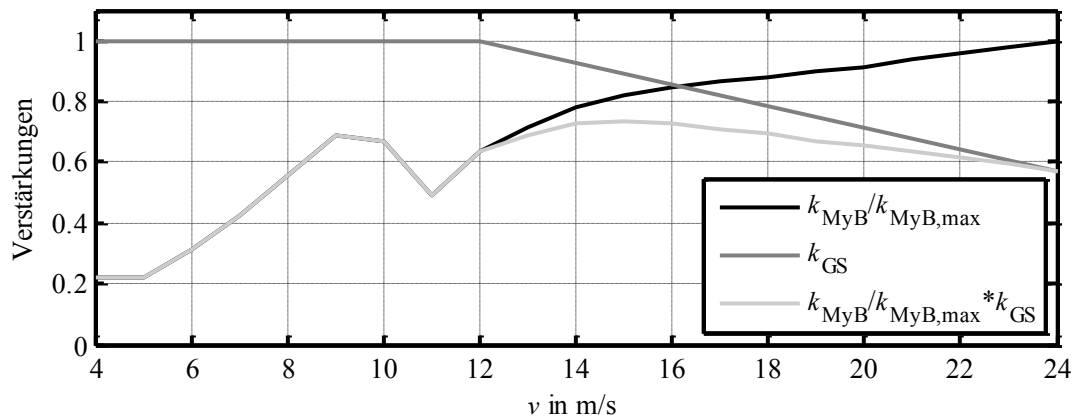


Abbildung 6.2: Die relative Verstärkung der Strecke $k_{MyB}/k_{MyB,max}$, die Verstärkung des Gain-Scheduling k_{GS} und deren Produkt in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit.

6.1.3 Berücksichtigung von Randbedingungen

Für den sicheren Betrieb einer WEA mit Einzelblattverstellung sind als Randbedingungen im Wesentlichen die endliche Geschwindigkeit des Blattverstellungssystems und aus Sicherheitsgründen unzulässig hohe Blattwinkelasymmetrien zu berücksichtigen. Dies wird in dieser Arbeit durch eine dynamische Geschwindigkeitsbegrenzung der IPC-Sollwerte und eine Beschränkung der Blattwinkelamplitude in einer erweiterten Reglerumgebung realisiert. Beide Maßnahmen sind auf ein Anti Wind Up in den PI-Reglern angewiesen.

Dynamische Begrenzung der Blattverstellgeschwindigkeit

Der Antrieb des Blattverstellungssystems ist nur bis zu einer bestimmten Drehzahl in der Lage, das Auslegungsmoment aufzubringen. Um einen Betrieb außerhalb dieses definierten Arbeitsbereiches zu verhindern, erfolgt in der unterlagerten Drehzahlregelung der Blattverstellung eine Geschwindigkeitsbegrenzung. Eine zusätzliche, dynamische Begrenzung der Geschwindigkeit innerhalb der Einzelblattregelung ist aus unterschiedlichen Gründen notwendig:

- Die interne Begrenzung im Blattverstellungssystem ist nicht zwingend ausreichend, da das Blatt in seltenen Fällen durch die aerodynamischen Kräfte über diese Grenze hinaus beschleunigt werden kann. Das Blattverstellungssystem kann das erforderliche Moment zum Abbremsen des Blattes nicht mehr aufbringen, welches sich daraufhin sekundenlang unkontrolliert bewegt. Die Folgen sind bei der IPC gravierend. Da nur ein Blatt betroffen ist, steigt die Rotorasymmetrie schlagartig an und führt ggf. zur abrupten Zunahme von Bauteilbelastungen.
- Nur eine nennenswerte Herabsetzung der internen Begrenzung würde dieses Verhalten zuverlässig unterbinden. Eine solche Maßnahme ist jedoch nicht ratsam, da sowohl durch den

verringerten Grenzwert als auch die pauschale Begrenzung der Gesamtstellanforderung auch die Stellanforderung der sicherheitsrelevanten Drehzahlregelung beeinträchtigt würde.

- Die Stellanforderungen der unterschiedlichen Regelkreise müssen demnach priorisiert werden. Absoluten Vorrang hat gewöhnlich die sicherheitsrelevante Drehzahlregelung.
- Darüber hinaus müssen die PI-Regler um ein Anti Wind Up erweitert werden, welches bei vorliegender Begrenzung geeignet angesteuert wird.

Die dynamische Begrenzung erfolgt für die ins drehende System transformierten IPC-Sollwerte und ist innerhalb der Regelungsumgebung, wie in Abbildung 6.3 für Blatt i skizziert, umgesetzt.

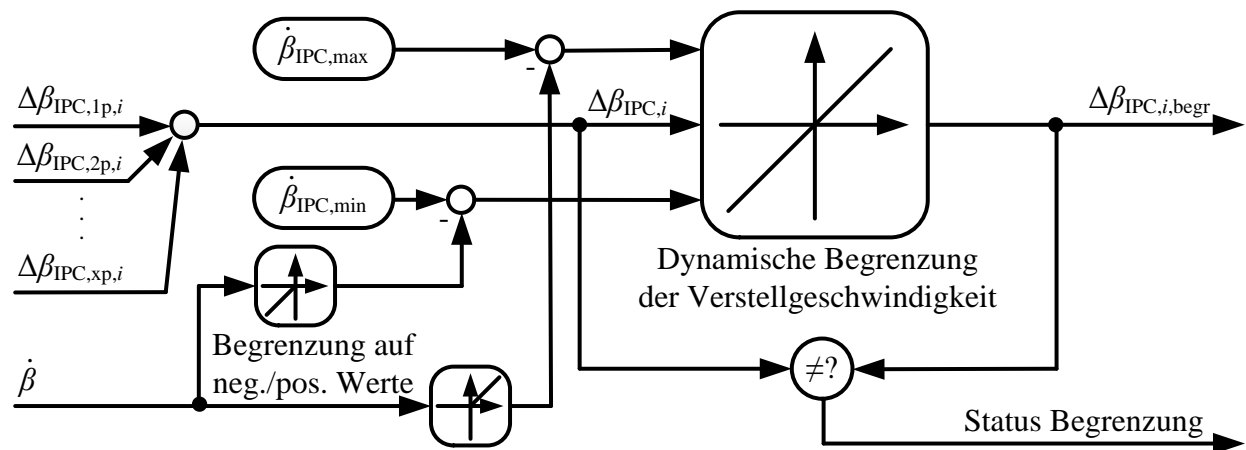


Abbildung 6.3: Das Prinzip der dynamischen Begrenzung der IPC-Sollwerte für ein Blatt i .

Für die Verstellgeschwindigkeit der blattindividuellen Sollwerte, also der Summe der 1p-, 2p- und möglicherweise xp-Sollwerte $\Delta\beta_{IPC,1p,i}$, $\Delta\beta_{IPC,2p,i}$ bis $\Delta\beta_{IPC,xp,i}$ pro Blatt i , werden die Grenzwerte $\dot{\beta}_{IPC,max}$ und $\dot{\beta}_{IPC,min}$ vorgegeben. Um eine kontrollierte Bewegung des Blattes auch bei hohen aerodynamischen Kräften gewährleisten zu können, liegen diese Parameter unterhalb der internen Begrenzung im Blattverstellsystem.²⁸ Von diesen Grenzen wird die aktuell geforderte Verstellgeschwindigkeit $\dot{\beta}$ des Drehzahlreglers und weiterer als prioritär geltenden Regler, begrenzt auf positive bzw. negative Werte, abgezogen. Der blattindividuelle Sollwert $\Delta\beta_{IPC,i}$ wird dynamisch mit diesen reduzierten Verstellgeschwindigkeiten auf $\Delta\beta_{IPC,i,begr}$ begrenzt.

Der Status der Begrenzung wird überwacht und, wie im folgenden Abschnitt erläutert, indirekt über die Korrektur der maximal zulässigen Blattwinkelamplitude an das Anti Wind Up übergeben. Die Berücksichtigung einer Begrenzung im PI-Regler ist zwingend notwendig. Da die Begrenzung, wie in Abbildung 6.4 dargestellt, als ungewollte Phasenverschiebung wirkt, wird die Funktionsweise der IPC unter Umständen stark beeinträchtigt. Mithilfe des später beschriebenen Anti Wind Up bleibt die Phasenlage bei reduzierter Amplitude erhalten.

²⁸ Als positiven Nebeneffekt lassen sich so auch starke und unsymmetrische Begrenzungen der Geschwindigkeit problemlos berücksichtigen. Aus Sicherheitsgründen ist es oft ratsam, die negative Geschwindigkeit stark zu reglementieren.

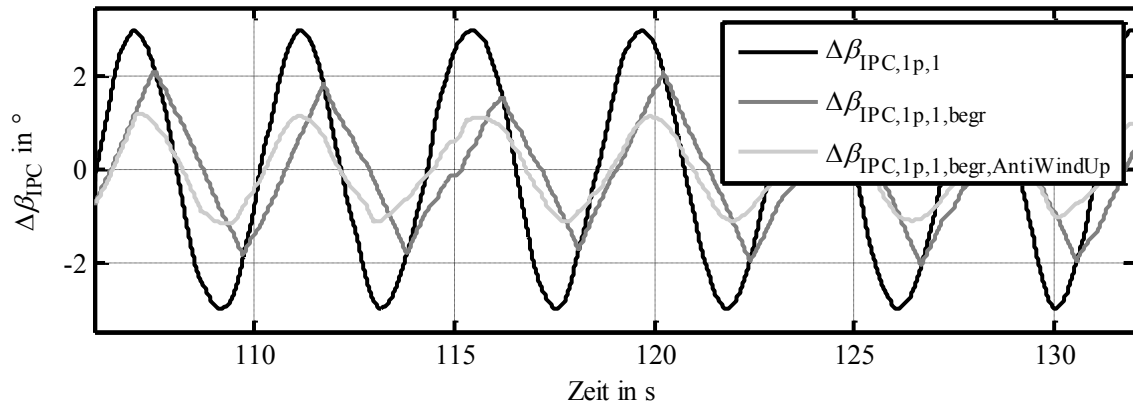


Abbildung 6.4: Auswirkung einer starken, konstanten Begrenzung der Verstellgeschwindigkeiten auf den individuellen Sollwert von Blatt 1 bei reiner 1p-IPC mit und ohne Anti Wind Up im PI-Regler.

Beschränkung der Blattwinkelamplitude

Eine Beschränkung der Blattwinkelamplitude ist aus zwei Gründen sinnvoll:

- Verhinderung einer übermäßigen Blattwinkelasymmetrie, die kritisch für die Sicherheitsüberwachung der WEA sein kann oder bei Notabfahrten zu Extremlasten führen könnte.
- Reduktion der Belastung des Blattverstellsystems, indem Spitzenanforderungen unterbunden werden.

Im Gegensatz zur dynamischen Begrenzung der Blattverstellgeschwindigkeit wird nicht die resultierende Blattwinkelasymmetrie $\Delta\beta_{IPC,1-3}$ der ins drehende System transformierten Blatt Sollwerte überwacht, sondern präventiv die Blattwinkelamplitude $a_{IPC,xp}$ pro xp -IPC auf einen zulässigen Wert beschränkt. Dieses (Teil-) Konzept geht auf ältere interne Untersuchungen der Firma Senvion zurück. Es gilt:

$$\Delta\beta_{IPC,1-3} \leq \sum_{n=1}^x a_{IPC,np,max} \sqrt{3} . \quad (6.8)$$

Die Blattwinkelamplitude eines xp -IPC ergibt sich als Resultierende der Gier- und Nicksollwerte $\beta_{2/3}^{f(x)}$ des stehenden Systems:

$$a_{IPC,xp} = \sqrt{\Delta\beta_2^{f(x)^2} + \Delta\beta_3^{f(x)^2}} . \quad (6.9)$$

Überschreitet die Resultierende die zulässige Amplitude, werden die beiden Sollwerte des stehenden Systems begrenzt. Die Begrenzung ist proportional zur jeweiligen Stellgrößenanforderung. Zeitgleich ist das Anti Wind Up in beiden PI-Reglern aktiv.

Die obere Grenze der zulässigen Amplitude wird für jeden xp -IPC separat durch Parameter vorgegeben. Die aktuell zulässige Amplitude ergibt sich im Betrieb durch folgende Korrekturen:

- Liegt eine Geschwindigkeitsbegrenzung in einem der drei Blätter vor, werden die zulässigen Blattwinkelamplituden der unterschiedlichen x_p -Algorithmen reduziert. Sobald keine Begrenzung mehr vorliegt, steigen die Amplituden wieder an. Die Änderung der Amplituden ist begrenzt und in dieser Arbeit von den jeweiligen parametrisierten maximal zulässigen Amplitude abhängig.
- Beim Übergang in den Teillastbereich bzw. vorausschauend bei Abfahrten werden die Amplituden langsam bzw. rasch auf null reduziert und die Einzelblattregelung so ausgeblendet.

Anti Wind Up

Aufgabe des Anti Wind Up ist die Begrenzung des I-Anteils im PI-Regler, wenn Stellanforderungen nicht umgesetzt werden können oder sollen. Die beiden I-Anteile eines x_p -Algorithmus werden analog zu den Reglerausgängen, den Gier- und Nick Sollwerten, begrenzt. Überschreitet die Resultierende beider I-Anteile analog zu (6.9) die zulässige Blattwinkelamplitude, werden beide I-Anteile proportional zu ihrem ursprünglichen Wert begrenzt. Auch dieses (Teil-) Konzept geht auf ältere interne Untersuchungen der Firma Senvion zurück.

Für die Einzelblattregelung ergibt sich unter Berücksichtigung der Randbedingungen die in Abbildung 6.5 exemplarisch für 1p- und 2p-IPC dargestellte Struktur. Bei der Rücktransformation vom stehenden ins rotierende Koordinatensystem wird ein Phasenoffset berücksichtigt, um trotz Verzögerung des Blattverstellsystems die bestmögliche Phasenlage der Einzelblattwinkel zu erzielen.

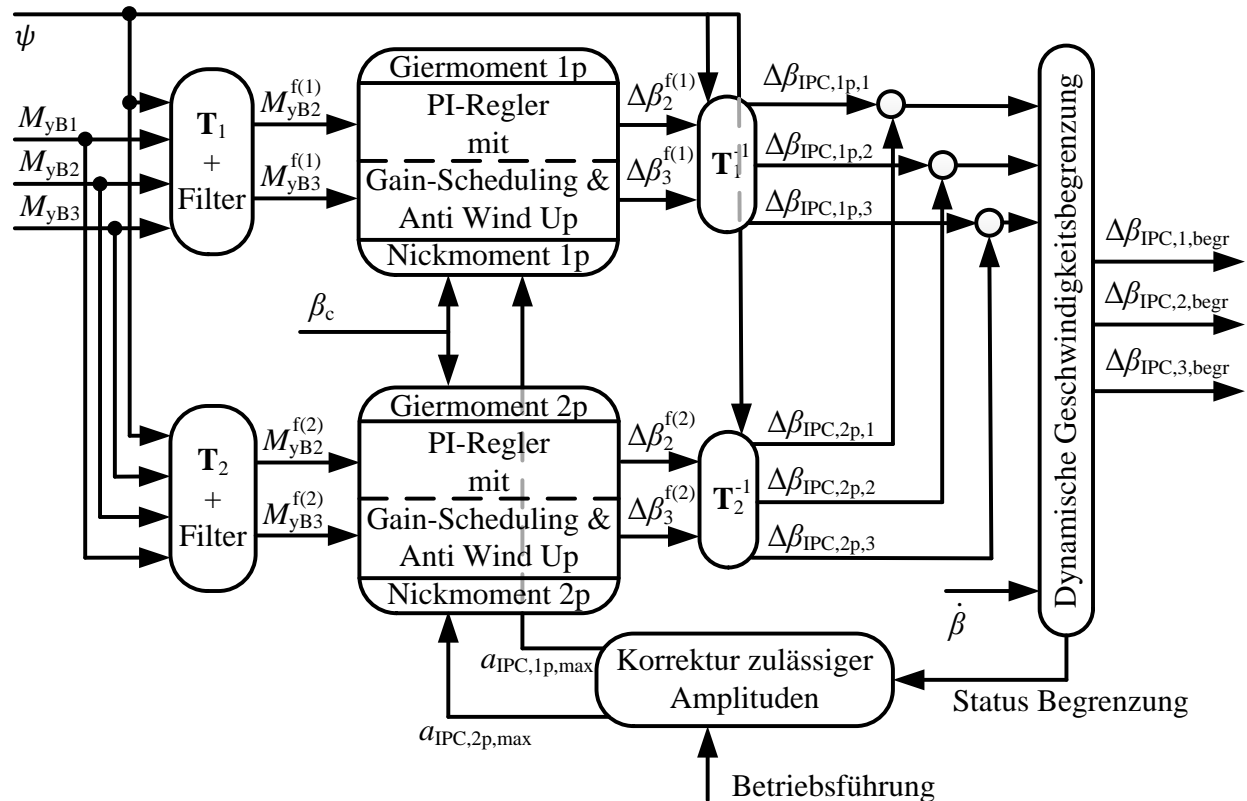


Abbildung 6.5: Struktur der Einzelblattregelung, exemplarisch für 1p- und 2p-IPC.

6.2 LiDAR-basierte Einzelblattvorsteuerung

Der LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung stehen die LiDAR-Messgrößen bzw. die daraus rekonstruierten und gefilterten charakteristischen Windfeldvariablen zur Verfügung. Ziel der in dieser Arbeit entwickelten Vorsteuerung ist es, deren Einfluss hinsichtlich asymmetrischer Rotorbelastungen zu kompensieren, dabei jedoch auf eine parallele Einzelblattregelung der Rotorbelastung zu verzichten. Damit liegt keine Vorsteuerung im klassischen Sinne, sondern vielmehr eine reine Störgrößenaufschaltung mit den charakteristischen Windfeldvariablen als Störung vor.²⁹ Nach Strukturierung der Vorsteuerung als Störgrößenaufschaltung, erfolgt der Aufbau und die Parametrierung der eigentlichen Funktion der Störgrößenaufschaltung, die im weiteren Verlauf auch knapp als Kompensation bezeichnet wird. Basierend auf der Systemanalyse aus Abschnitt 4.6 wird durch Analyse optimaler Kompensationsblattwinkel ein möglichst einfacher Kompensationsalgorithmus erarbeitet.

6.2.1 Die (Vorsteuerung als) Störgrößenaufschaltung

Vor Anwendung der Störgrößenaufschaltung als LiDAR-basierte Einzelblattvorsteuerung wird eingehend knapp die Theorie der Störgrößenaufschaltung vermittelt.

Grundlagen

In Abbildung 6.6 ist die Struktur eines Standardregelkreises mit Sollgröße w und Reglerübertragungsfunktion $G_R(s)$ mit Störgrößenaufschaltung skizziert. Die Strecke und ihr Ausgang y wird auf zwei Wegen beeinflusst: Die Stellgröße u wirkt über die Übertragungsfunktion $G(s)$, die Störgröße d über die Störübertragungsfunktion $G_{yd}(s)$. Ist die Störgröße d messbar, lässt sich diese kompensieren, indem sie über ein zusätzliches Übertragungsglied $G_d(s)$ in der Stellgröße berücksichtigt wird.

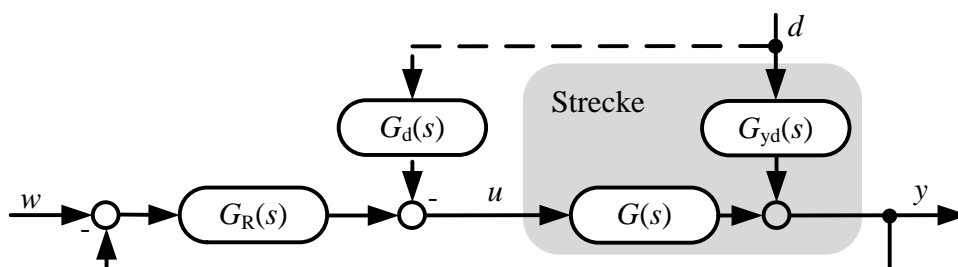


Abbildung 6.6: Die Struktur eines Regelkreises mit Störgrößenaufschaltung.

²⁹ Am Begriff „Einzelblattvorsteuerung“ wird als prägnante Übersetzung der etablierten engl. Bez. „individual feedforward pitch control“ festgehalten. Im engl. werden Vorsteuerung und Störgrößenkompensation gleichermaßen als „feedforward control“ bezeichnet. Im Deutschen werden diese Begriffe meist getrennt, in [135] jedoch zentrale Elemente der Störgrößenaufschaltung auch als „Vorwärtssteuerung“ bezeichnet.

Eine vollständige Kompensation liegt vor für:

$$G_d(s) = \frac{G_{yd}(s)}{G(s)} . \quad (6.10)$$

Diese Bedingung kann nicht ohne Weiteres erfüllt werden, da $G_{yd}(s)$ oft unbekannt ist, der Zählergrad von $G_d(s)$ größer als der Nennergrad und $G_d(s)$ damit technisch nicht realisierbar ist oder die Kompensation durch Modellungenauigkeiten nicht robust wäre, siehe auch [135]. Oftmals fällt daher die Wahl auf eine statische Kompensation mit der vereinfachten Forderung:

$$G_d(0) = \frac{G_{yd}(0)}{G(0)} . \quad (6.11)$$

Die Störgrößenaufschaltung wird – wie auch in Abbildung 6.6 dargestellt – nach [134] gewöhnlich in Kombination mit einer Regelung betrieben, da sie selten vollständig ist und weitere unbekannte Störungen auftreten können.

Anwendung als LiDAR-basierte Einzelblattvorsteuerung

Die in Abbildung 6.7 skizzierte Struktur zeigt die Einzelblattvorsteuerung als reine Störgrößenaufschaltung ohne parallele Einzelblattregelung (Mitte), die als unabhängiger Zusatz zur Drehzahlregelung (unten, in grau) betrieben wird. Da die Störgrößen nicht direkt messbar sind, muss eine Schätzung erfolgen (oben).

Wie bereits mehrfach erwähnt, wird bei der Einzelblattvorsteuerung auf eine Kombination mit einer Einzelblattregelung verzichtet, um die Wirksamkeit der LiDAR-Sensorik im Vergleich zu Belastungsmessungen hinsichtlich der Einzelblattverstellung direkt abschätzen zu können. Die Einzelblattvorsteuerung erfolgt lediglich als unabhängiger Zusatz zur Drehzahlregelung. Da sich die Anwendung der Einzelblattvorsteuerung auf den Nennlastbereich beschränkt, ist in Abbildung 6.7 die Kombination mit der Drehzahlregelung mittels kollektivem Blattwinkel β_c dargestellt. Einzelblattvorsteuerung und Drehzahlregelung agieren vollkommen unabhängig voneinander, beziehen sie sich doch auf voneinander unabhängige Strecken: Die Generatordrehzahl wird von der rotoreffektiven Windgeschwindigkeit v_0 als Störgröße³⁰ und vom kollektiven Blattwinkel als Stellgröße beeinflusst. Die asymmetrische Rotorbelastung ergibt sich durch die charakteristischen Windfeldvariablen, der vertikalen und der horizontalen Scherung $\delta_{v/h}$ und Schräganströmung $\gamma_{v/h}$ in Abhängigkeit von v_0 , als Störgrößen und lässt sich mit den blattindividuellen Sollwerten der Vorsteuerung $\Delta\beta_{FF,i}$ kompensieren. Die Einzelblattverstellung erfolgt zyklisch, sodass die Summe der blattindividuellen Sollwerte stets null beträgt und die Generatordrehzahl nicht beeinflusst wird.

³⁰ Die rotoreffektive Windgeschwindigkeit liegt als rekonstruierte und gefilterte Größe $v_{0L,F}$ vor, sodass auch der kollektive Blattwinkel leicht vorgesteuert werden könnte. Auf diese Anwendung, gemeinhin als größter Nutzen der gondelbasierten LiDAR-Messung betrachtet, wird jedoch in dieser Arbeit verzichtet und ausschließlich die Einzelblattregelung mit der Einzelblattvorsteuerung verglichen.

Die Störgrößen, die charakteristischen Windfeldvariablen, lassen sich nicht direkt messen, sondern müssen abgeschätzt werden. Wie in Abbildung 6.7 (oben) dargestellt, misst das LiDAR-Gerät im dreidimensionalen Windfeld \mathcal{W} vor der Anlage die Windgeschwindigkeiten v_{los} in Richtung des ausgesendeten Lichtstrahls für jeden Punkt der Messkonfiguration, siehe auch Abschnitt 3.3.3. Aus diesen Messdaten werden die charakteristischen Windfeldvariablen rekonstruiert, siehe Abschnitt 3.3.4, und mittels adaptivem Filter bearbeitet. Eine exakte Schätzung der Störgrößen ist nicht möglich, da es zu Informationsverlusten bei der LiDAR-Messung kommt und sich die komplexe Windevolution kaum modellieren lässt. Mithilfe des adaptiven Filters werden, wie in Abschnitt 3.3.5 diskutiert, nichtkorrelierende Frequenzanteile eliminiert und die geschätzten Größen $\delta_{vL,F}$, $\delta_{hL,F}$, $\gamma_{hL,F}$, $\gamma_{vL,F}$ und $v_{0L,F}$ bestmöglich den Störgrößen δ_v , δ_h , γ_h , γ_v und v_0 angepasst.

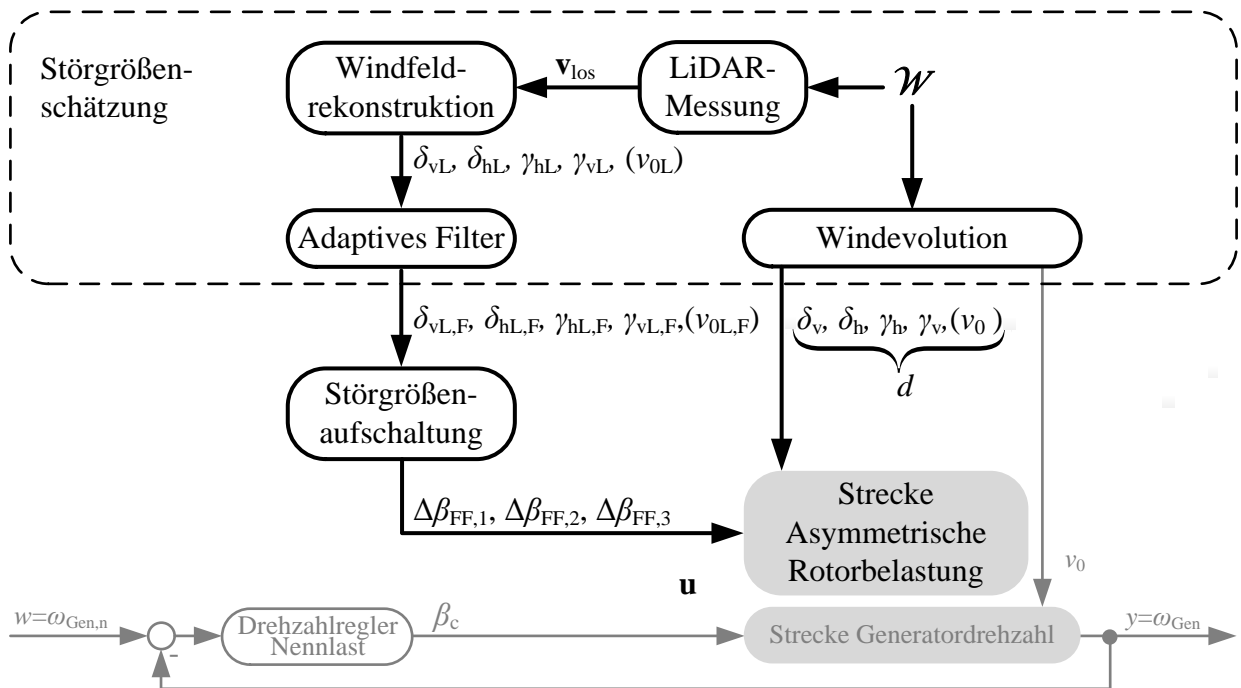


Abbildung 6.7: Die Struktur der LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung als Störgrößenaufschaltung inklusive Störgrößenschätzung als Zusatz zur Drehzahlregelung im Nennlastbereich.

Darüber hinaus muss durch Verzögerung der geschätzten Größen eine möglichst gute zeitliche Übereinstimmung mit den Störgrößen herbeigeführt werden (nicht gesondert in Abbildung 6.7 dargestellt). Die Verzögerungszeit berechnet sich als Differenz der Vorhersagezeit, welche das mittels LiDAR vermessene Windfeld vor der Anlage zum Erreichen der Anlage benötigt, und des zeitlichen Verzugs der niederfrequenten (Nutz-) Anteile der geschätzten Größen durch das adaptive Filter. Sowohl die Vorhersagezeit als auch der Verzug durch das Filter sind abhängig von der rotoeffektiven Windgeschwindigkeit, die Verzögerungszeit ist somit variabel. Die LiDAR-Messung muss stets so weit vor der Anlage erfolgen, dass die Verzögerungszeit mindestens die Reaktionszeit der Anlage zum Verstellen der Blätter umfasst.

In Anbetracht von Modellungenauigkeiten des nichtlinearen Anlagenmodells und den Ungenauigkeiten der Störgrößenschätzung ist eine dynamische Kompensation kaum möglich und auch wenig sinnvoll. Als Störgrößenaufschaltung wird daher eine robuste, statische Kompensation gemäß (6.11) gewählt. Nach der Herleitung anhand des vereinfachten Modells im folgenden Abschnitt lassen sich die blattindividuellen Sollwerten der Vorsteuerung nach Gleichung (6.17) aus den geschätzten Störgrößen unter Berücksichtigung der Reaktionszeit der Anlage zum Verstellen der Blätter berechnen.

6.2.2 Aufbau und Parametrierung der statischen Kompensation

Die Systembetrachtungen in Abschnitt 4.6 zeigen einen harmonischen Verlauf der Blattbelastungen über dem Umlauf bei separatem Auftreten von Windscherung und Schräganströmung. Amplitude und Phasenverschiebung sind zum Teil stark von der effektiven Windgeschwindigkeit abhängig. Im Folgenden wird anhand des vereinfachten Modells die Tauglichkeit einer harmonischen Stellgröße zur Kompensation einzelner Windfeldvariablen analysiert. Neben der Parametrierung dieser Einzelkompensationen ist der Aufbau der Kompensation zur Berücksichtigung komplexer Windfelder Teil der folgenden Untersuchungen.

Die Kompensation einzelner Windfeldvariablen

Der obere Teil von Abbildung 6.8 zeigt die optimalen Blattwinkel β_{opt} zur Kompensation einer vertikalen Scherung. Die Blattwinkel wurden unabhängig voneinander für jeden Azimutwinkel separat ermittelt. Der optimale Blattwinkel β_{opt} lässt sich auch als Funktion des Azimutwinkels mit der optimalen Amplitude a_{opt} , dargestellt im unteren Teil von Abbildung 6.8, beschreiben:

$$a_{\text{opt}} = \frac{\beta_{\text{opt}}}{\cos \psi} . \quad (6.12)$$

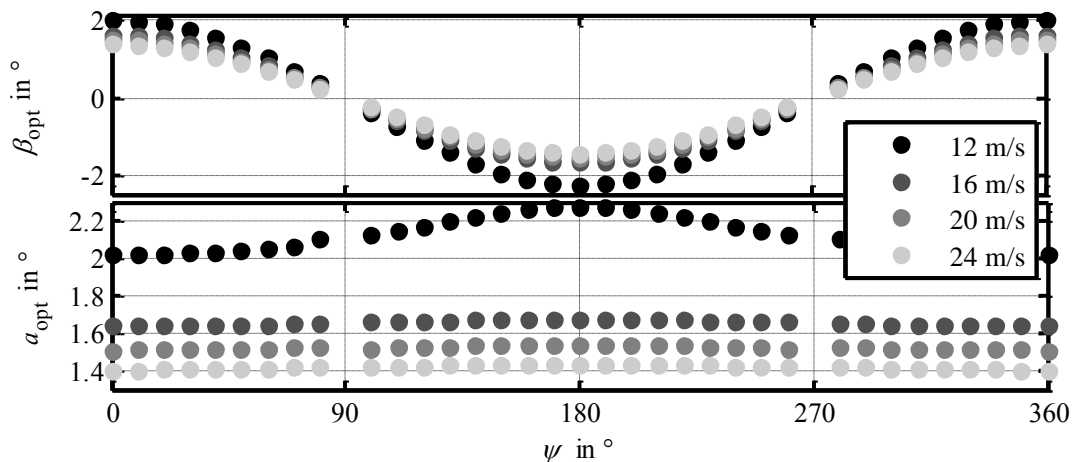


Abbildung 6.8: Optimaler, individueller Blattwinkel β_{opt} und die sich daraus ergebende optimale Amplitude a_{opt} zur Kompensation einer linearen vertikalen Scherung von $\delta_v = 0.0415 \text{ s}^{-1}$ bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in Anlehnung an [113].

Der Verlauf von β_{opt} ist annähernd cosinusförmig, sodass sich α_{opt} nicht bzw. bei 12 m/s nur geringfügig mit dem Azimutwinkel ändert. Eine Beschreibung von β_{opt} als harmonische Funktion mit fester Amplitude und Phasenverschiebung ist daher zulässig.

Um die Belastungsschwankungen mithilfe einer harmonischen Funktion möglichst gut zu kompensieren, werden Amplitude und der Phasenverschiebung anhand des vereinfachten Modells mittels Optimierung bestimmt: Dabei wird die Standardabweichung des Blattwurzelbiegemomentes aus der Ebene hinaus³¹ über dem Umlauf minimiert. Untersuchungen zeigen, dass mit derart ermittelten Parametern sehr gute Ergebnisse erzielt werden können. Bei 12 m/s bleibt eine Belastungsschwankung von 1.2 % der ursprünglichen zurück, ansonsten werden ca. 99.8 % kompensiert.

Parametrierung der Kompensation

Die optimierten Amplituden a und Phasenverschiebungen $\Delta\psi$ für unterschiedlich große vertikale Scherungen und horizontale Schräganströmungen sind in Abbildung 6.9 dargestellt. Dabei bilden die doppelten Bezugsgrößen $2\delta_{v,1}$ und $2\gamma_{h,1}$ realistische Umgebungsbedingungen ab. Auf eine Darstellung der horizontalen Scherung und der vertikalen Schräganströmung wird verzichtet, da die Amplituden identisch sind und die Phasenverschiebungen lediglich einen Offset von 90° aufweisen.

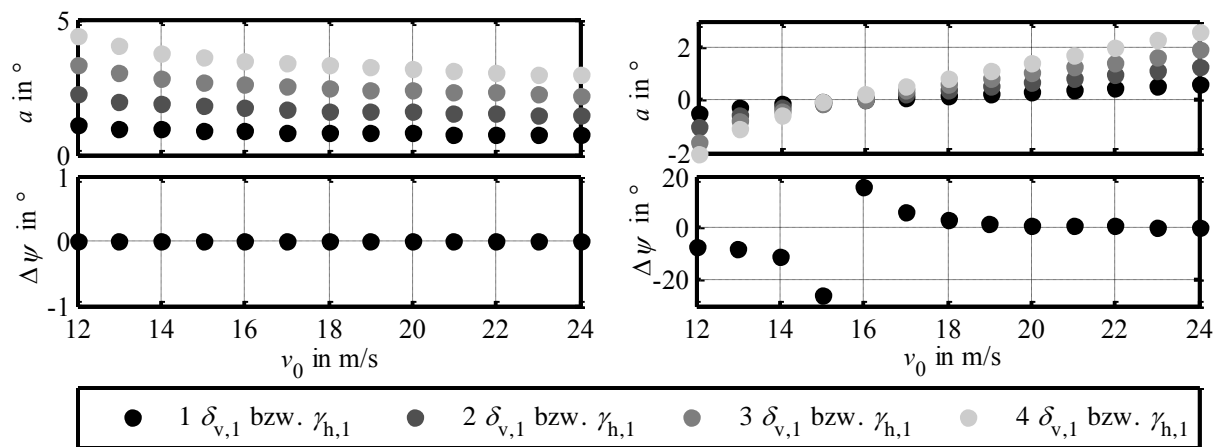


Abbildung 6.9: Amplitude a und Phasenverschiebung $\Delta\psi$ in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit v_0 in Anlehnung an [20]. Links: Lineare vertikale Scherung $\delta_{v,1} = 0.02075 \text{ s}^{-1}$. Rechts: Horizontale Schräganströmung $\gamma_{h,1} = 5^\circ$.

Die Amplitude ist sowohl zur Kompensation der Scherung als auch der Schräganströmung abhängig von der Windgeschwindigkeit. Gerade bei Schräganströmung, siehe Abbildung 6.9 (rechts oben), ist es wichtig, diese Abhängigkeit zu berücksichtigen: Die Amplitude steigt kontinuierlich mit der Windgeschwindigkeit an, wobei sie bei 12 m/s negativ ist und bei 15 m/s bis 16 m/s keinerlei Kompensation erforderlich ist. Dieser Zusammenhang und der sich daraus ergebende Kompensationsalgorithmus ist 2016 in [21] zum Patent angemeldet worden. Die Pha-

³¹ Alternativ zum Blattwurzelbiegemoment aus der Ebene hinaus kann das Moment in Schlagrichtung oder eine lokale Blattbelastung bei Kompensation der Schräganströmung über den Umlauf minimiert werden.

senverschiebung $\Delta\psi$ weist ausschließlich bei Schräganströmung, siehe Abbildung 6.9 (rechts unten), eine leichte Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit auf. Die bei 15 m/s und 16 m/s als optimal berechneten Werte können jedoch ignoriert werden, da es ohne erforderliche Kompensation in diesen Arbeitspunkten zu numerischen Ungenauigkeiten kommt. So nimmt die Phasenverschiebung mit steigender Windgeschwindigkeit zunächst leicht ab, wechselt bei 15 m/s bis 16 m/s das Vorzeichen, um sich anschließend null anzunähern. Die Schwankungsbreite ist mit einem Minimum von -10° und einem Maximum von 5° gering.

Zwischen der Amplitude a und der Größe der Windfeldvariablen besteht näherungsweise ein linearer Zusammenhang, sodass mit $x = 1 \dots 4$ aus Abbildung 6.9 gilt:

$$k_\delta(v_0) = \frac{a(v_0, x\delta_{v,1})}{x\delta_{v,1}} = \text{const}, \quad k_\gamma(v_0) = \frac{a(v_0, x\delta_{\gamma,1})}{x\delta_{\gamma,1}} = \text{const}. \quad (6.13)$$

Die Phasenverschiebung $\Delta\psi$ ist unabhängig von der Größe der Windfeldvariablen. Die Blattwinkel zur Kompensation einer vertikalen Windscherung oder einer horizontalen Schräganströmung lassen sich damit folgendermaßen bestimmen:

$$\Delta\beta_{\text{FF},\delta_v,i} = \delta_v k_\delta(v_0) \cos(\Delta\psi_\delta(v_0) + \psi_i) \quad \text{mit } \Delta\psi_\delta(v_0) = \text{const} = 0^\circ, \quad (6.14)$$

$$\Delta\beta_{\text{FF},\gamma_h,i} = \gamma_h k_\gamma(v_0) \cos(\Delta\psi_\gamma(v_0) + \psi_i). \quad (6.15)$$

Kompensation komplexer Windfelder

Bisher wurde nur die separate Kompensation einzelner charakteristischer Größen des Windfeldes betrachtet. In der Realität treten jedoch stets komplexe Windfelder auf, die gleichzeitig Scherungen und Schräganströmungen enthalten. Untersuchungen mit dem vereinfachten Modell zeigen, dass sich die Auswirkungen von Scherungen und Schräganströmungen annähernd linear überlagern und es demzufolge auch gut gelingt, die komplexen Belastungsschwankungen durch eine Überlagerung der Einzelkompensationen zu reduzieren. Beispielhaft zeigt Abbildung 6.10 den Verlauf der Blattbelastung über dem Umlauf bei 20 m/s, realitätsnaher vertikaler Scherung von 0.0415 s^{-1} , horizontaler Scherung von 0.02075 s^{-1} , horizontaler Schräganströmung von 10° und vertikaler Schräganströmung von 5° . Ohne Kompensation bildet sich eine starke Belastungsschwankung mit einem Maximum bei ca. 20° aus. Diese Schwankungen können durch Überlagerung der Einzelkompensationen auf 4.8 % der ursprünglichen Schwankung reduziert werden. Eine vollständige Kompensation ist so nicht möglich. Alternativ können eine Amplitude und ein Phasenoffset zur Kompensation des komplexen Windfeldes bestimmt werden, wodurch sich die Schwankungen auf 3.5 % reduzieren. Eine Kompensation mit diesen optimierten Gesamtparametern bietet damit nur geringe Vorteile gegenüber der Überlagerung der Einzelkompensationen.

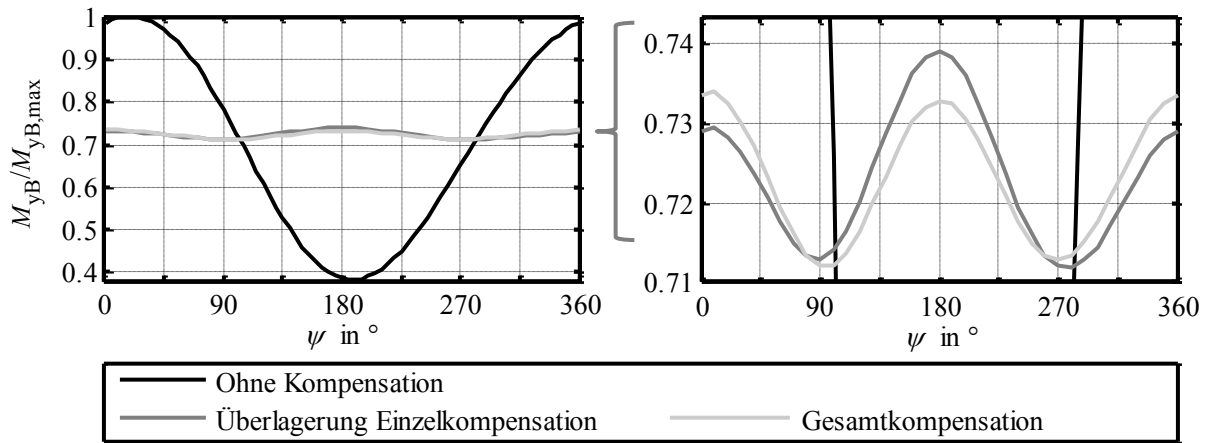


Abbildung 6.10: Verlauf des relativen BWB aus der Ebene hinaus ohne Kompensation, bei Überlagerung optimierter Einzelkompensationen und bei Gesamtkompensation bei $v_0 = 20$ m/s mit $\delta_v = 0.0415$ s⁻¹, $\delta_h = 0.02075$ s⁻¹, $\gamma_h = 10^\circ$ und $\gamma_v = 5^\circ$.

Um die Belastungsschwankungen vollständig zu kompensieren, müssten für jedes denkbare komplexe Windfeld die optimalen Blattwinkel pro Azimutwinkel bestimmt und diese als Kennfelder zur Kompensation herangezogen werden. Eine solche Implementierung wäre nicht praxistauglich und würde darüber hinaus – in Anbetracht einer Vielzahl von Ungenauigkeiten in der Messkette – bereits in der realitätsnahen Simulation kaum Vorteile bringen.

Auch zur Kompensation komplexer Windfelder ist somit eine Überlagerung der Einzelkompensationen geeignet:

$$\Delta\beta_{FF,i} = \Delta\beta_{FF,\delta_v,i} + \Delta\beta_{FF,\delta_h,i} + \Delta\beta_{FF,\gamma_h,i} + \Delta\beta_{FF,\gamma_v,i} . \quad (6.16)$$

Die blattindividuellen Sollwerte der Vorsteuerung $\Delta\beta_{FF,i}$ lassen sich damit effektiv und übersichtlich aus den geschätzten Größen $\delta_{vL,F}$, $\delta_{hL,F}$, $\gamma_{vL,F}$, $\gamma_{hL,F}$ und $v_{0L,F}$ berechnen. Um die Reaktionszeit der Anlage τ_B zum Verstellen der Blätter zu überwinden, müssen (und können bei ausreichender Vorhersagezeit der LiDAR-Messung) die Sollwerte vorausschauend bestimmt werden. Die Berücksichtigung von τ_B lässt Gleichung (6.17) etwas kompliziert erscheinen:

$$\begin{aligned} \Delta\beta_{FF,i}(t) = & \delta_{vL,F}(t + \tau_B) k_\delta \left(v_{0L,F}(t + \tau_B) \right) \cos \left(\Delta\psi_\delta \left(v_{0L,F}(t + \tau_B) \right) + \psi_i \right) \\ & + \delta_{hL,F}(t + \tau_B) k_\delta \left(v_{0L,F}(t + \tau_B) \right) \sin \left(\Delta\psi_\delta \left(v_{0L,F}(t + \tau_B) \right) + \psi_i \right) \\ & + \gamma_{hL,F}(t + \tau_B) k_\gamma \left(v_{0L,F}(t + \tau_B) \right) \cos \left(\Delta\psi_\gamma \left(v_{0L,F}(t + \tau_B) \right) + \psi_i \right) \\ & + \gamma_{vL,F}(t + \tau_B) k_\gamma \left(v_{0L,F}(t + \tau_B) \right) \sin \left(\Delta\psi_\gamma \left(v_{0L,F}(t + \tau_B) \right) + \psi_i \right) . \end{aligned} \quad (6.17)$$

In der Simulation wird für $v_{0L,F}$ eine gemittelte rotoeffektive Windgeschwindigkeit statt eines Momentanwertes verwendet. Die Koeffizienten und Phasenverschiebungen sind in „MATLAB/Simulink“ als Tabelle hinterlegt.

6.3 Zusammenfassung

In diesem Kapitel erfolgt der Entwurf der Einzelblattverstellungen. Nach Festlegung der Strukturen werden die Parametrierungen durchgeführt.

Die **Einzelblattregelung** lässt sich dezentral mit vier SISO-Reglern für die konstanten Anteile und die 3p-Anteile des Gier- und des Nickmomentes aufbauen. Bei allen vier Regelstrecken handelt sich um PT1-Glieder, deren Verstärkung sich deutlich mit dem Arbeitspunkt der Anlage ändert. Daher werden PI-Regler mit Gain-Scheduling eingesetzt. Der Regelkreis ist stets stabil. Um nichtlineare Auslegungskriterien wie Ermüdungslasten und Stellgrößenbegrenzungen zu berücksichtigen, erfolgt eine numerische Optimierung der Reglerparameter anhand des komplexen Modells. Der optimierte Regelkreis weist eine geringe Dynamik auf, was darauf schließen lässt, dass die annähernd konstanten Anteile der Störungen die dynamischen dominieren. Für den sicheren Betrieb der WEA mit Einzelblattverstellung sind Randbedingungen wie die endliche Geschwindigkeit des Blattverstellungssystems und unzulässig hohe Blattwinkelasymmetrien zu berücksichtigen. Dazu wird eine dynamische Geschwindigkeitsbegrenzung der IPC-Sollwerte sowie eine Beschränkung der Blattwinkelamplitude in einer erweiterten Reglerumgebung entwickelt und ein Anti Wind Up in den PI-Reglern implementiert.

Die **Einzelblattvorsteuerung** wird ohne eine parallele Einzelblattregelung betrieben und als Störgrößenaufschaltung aufgebaut. Die Störgrößen lassen sich aus den LiDAR-Messdaten schätzen. Aufgrund von Ungenauigkeiten des nichtlinearen Anlagenmodells sowie der Störgrößenschätzung wird eine statische Kompensation gewählt. Anhand des vereinfachten Modells erfolgt eine Untersuchung optimaler Kompensationsstrategien, die anschließend zu einem effektiven, vereinfachten Algorithmus der Vorsteuerung führen: Es zeigt sich, dass sich die Belastungsschwankungen gut mittels harmonischem Verlauf der Stellgröße kompensieren lassen. Damit kann – genau wie bei der Einzelblattregelung – eine zyklische Einzelblattvorsteuerung aufgebaut werden. Zudem ist die Stellgröße linear abhängig von den Windfeldvariablen. Da sich die Belastungsschwankungen durch komplexe Windfelder gut mithilfe der Überlagerung einer Kompensation von einzelnen Windfeldvariablen ausgleichen lassen, ist ein einfach zu implementierender linearer Aufbau einer zyklischen Kompensation mit Gain-Scheduling über der Windgeschwindigkeit möglich.

7 Simulations- und Messergebnisse

Die Wirksamkeit der entwickelten Einzelblattregelung und der -vorsteuerung wird mithilfe umfangreicher Simulationsstudien und Feldversuchen (nur Regelung) untersucht. Eine Beschreibung der Bewertungskriterien sowie der Simulations- und Vermessungsbedingungen ermöglicht eine transparente Bewertung der Ergebnisse. Abschließend werden die Bedeutung der Einzelblattverstellung für die Gesamtanlage diskutiert und die beiden Ansätze gegenübergestellt.

7.1 Bewertungskriterien

Die Auslegungsanforderungen für WEA sind in der Norm IEC 614001-1 [30] festgelegt. Anhand definierter Bemessungslastfälle, engl. *design load cases* (DLC), muss nachgewiesen werden, dass die Anlage den statischen, Ermüdungs- sowie Extremlasten bei Transport, Errichtung, Stillstand und Produktionsbetrieb während der geplanten Lebensdauer an einem klassifizierten Standort, siehe Abschnitt 3.1.2, standhält. Der Haupteinsatzbereich des Reglers bzw. der Vorsteuerung ist der Produktionsbetrieb, womit sich dessen Einfluss, vergleiche Abschnitt 2.3.1, im Wesentlichen auf die Ermüdungslasten beschränkt. Für die Bewertung der Einzelblattverstellungen werden daher nur die Ermüdungslasten im Produktionsbetrieb (DLC 1.2) herangezogen.

Im Gegensatz zur Extremlastanalyse, bei der ein Maximum und ein Minimum pro Anlagenkomponente aus allen relevanten DLC bestimmt und mit der jeweiligen Auslegungslast verglichen wird, erfordert die Analyse der Ermüdungslasten eine umfangreiche Aufbereitung der Simulationsdaten. Ermittelt wird die sogenannte „Äquivalente Schädigungslast“, engl. *damage equivalent load* (DEL), eine Lastamplitude, welche mit einer vorgegebenen Lastspielzahl zu derselben Schädigung führt wie die mannigfaltigen Belastungsverläufe über die Lebensdauer der Anlage. Zur Berechnung der DEL werden in einem ersten Schritt, meist mittels Rainflow-Methode, die Belastungsverläufe klassifiziert und die Anzahl der Lastspiele n_i pro Lastamplitude $S_{a,i}$ bestimmt. Nach der Hypothese von Palmgren & Miner [30] akkumulieren sich Belastungen linear und unabhängig von der zeitlichen Reihenfolge zu einer Gesamtschädigung. Demnach kann mithilfe des Wöhlerlinienexponenten m die Schädigung eines Kollektivs i in das eines anderen umgerechnet werden. Die Gesamtbelastung lässt sich damit als äquivalente Spannungsamplitude $S_{a,\ddot{a}q}$ mit einer frei wählbaren Schwingspielzahl $N_{\ddot{a}q}$ ausdrücken:

$$S_{a,\ddot{a}q} = \sqrt[m]{\frac{1}{N_{\ddot{a}q}} \sum_i n_i S_{a,i}^m}. \quad (7.1)$$

Gewöhnlich erfolgt diese Berechnung pro (10-Minuten-) Simulationszeitreihe, wobei die Spannungsamplitude dann auch als kurzzeitige DEL $S_{a,\ddot{a}q,st}$, engl. *short-term DEL*, bezeichnet wird [136]. Im Gegensatz dazu stellt das in dieser Arbeit verwendete Bewertungskriterium, die (*lifetime*) DEL, eine bezüglich der Lebensdauer gewichtete Spannungsamplitude dar. Sie lässt sich aus den Simulationszeitreihen j extrapolieren, indem die jeweiligen Spannungsamplituden mit der relativen Häufigkeit ihres Vorkommens f_j während der Lebensdauer der Anlage gewichtet werden, siehe auch [137]. Dabei wird die Häufigkeitsdichtefunktion des Standortes aus Abschnitt 3.1.2 herangezogen und in dieser Arbeit auf den Produktionsbetrieb beschränkt.

$$DEL = \sqrt[m]{\sum_j S_{a,\ddot{a}q,st,j}^m f_j} \quad (7.2)$$

Der Wöhlerlinienexponent m ist materialabhängig, so dass zur detaillierten Lastbeurteilung von Komponenten aus unterschiedlichen Materialien mehrere Exponenten berücksichtigt werden müssen. Zur Bewertung des Einflusses einer Regelung auf Anlagenkomponenten wird in dieser Arbeit, wie weit verbreitet, jeweils ein Exponent pro Komponente verwendet, $m = 4$ für den Turm und den Triebstrang aus Stahl und $m = 10$ für das aus Verbundstoffen bestehende Blatt (siehe z. B. [13,42]). Folgende Größen werden zur Bewertung herangezogen:

- M_{Schlag} , das Blattwurzelbiegemoment in Schlagrichtung; berücksichtigt die Schlagbelastungen aller Blattabschnitte (das Blattwurzelbiegemoment in Schwenkrichtung wird durch Einzelblattverstellung kaum beeinflusst)
- M_{yN} und M_{zN} , das Nick- und Giermoment an der Nabe; repräsentiert die Nick- und Gierbelastungen auf das stehende System in Nabe und Gondel
- M_{xTF} und M_{yTF} , das laterale und longitudinale Turmfußbiegemoment; berücksichtigt die lateralen und longitudinalen Belastungen aller Turmabschnitte
- $|\bar{\beta}|$, der gewichtete mittlere Betrag der Blattverstellgeschwindigkeit; ein Maß für die vom Blatt zurückgelegte Strecke, repräsentiert die Belastung der Blattverstellung und der -lager
- \bar{E} , der gewichtete mittlere Energieertrag; darf als wichtigste Bezugsgröße für die Wirtschaftlichkeit einer WEA durch Änderungen nicht nennenswert abnehmen

7.2 Simulationsbedingungen

Die Simulationsstudien werden mit dem Modell einer 3 MW Anlage der Firma Senvion in „MATLAB/Simulink/Flex5“ durchgeführt. Neben Sensortoleranzen werden als Standard vor allem fertigungsbedingte Abweichungen der Blatteigenschaften wie Masse, Steifigkeit und Verdrehung über der Länge, engl. *twist*, die zu einer Rotorunwucht führen, berücksichtigt.

Folgende Bedingungen gelten in den hier durchgeführten Studien für den Produktionsbetrieb als Standard:

- Jeweils 3 unterschiedliche 10-Minuten-Zeitreihen pro mittlerer Windgeschwindigkeit von 4 m/s bis 24 m/s in 1 m/s Schritten mit Turbulenzen der Klasse A
- Eine vertikale Windscherung mit einem Höhenexponent $\alpha_h = 0.2$ und eine mittlere horizontale Schräganströmung mit $\bar{\gamma}_h = 0^\circ$
- Die Gewichtung der Bewertungsgrößen erfolgt nach Windklasse 2, siehe Abschnitt 3.1.2.

Die Einzelblattregelung wird auch im Nachlauf, einem interessanten Anwendungsbereich der Einzelblattverstellung, simuliert.³² Details zu den simulierten Windbedingungen und Ergebnisse finden sich in Anhang A.4. Die Validierung der Einzelblattregelung erfolgt abschließend als Vergleich von Feldversuch und Simulation, wobei die exakten gemessenen Windbedingungen in der Simulation nachgebildet werden.

Die LiDAR-basierte Vorsteuerung wird zusätzlich zu den Standardbedingungen bei einer geänderten mittleren Schräganströmung von $\bar{\gamma}_h = 10^\circ$ untersucht.

7.3 Einzelblattregelung

Zur Beurteilung der Lastreduktion durch die Einzelblattregelung auf Basis der gemessenen BWB werden die folgenden Konfigurationen simuliert.

- Referenzregler
- 1p-IPC im gesamten Betriebsbereich
- 2p-IPC im gesamten Betriebsbereich
- 1p- und 2p-IPC im gesamten Betriebsbereich
- 1p-IPC im Nennlastbereich, 2p-IPC ab oberem Teillastbereich
- 1p-IPC im Nennlastbereich, 2p-IPC ab oberem Teillastbereich, $\dot{\beta}_{IPC,min} = -3^\circ/s$,
 $a_{IPC,1p,max} = 3^\circ$, $a_{IPC,2p,max} = 3^\circ$

Der Einfluss aller Konfigurationen auf die in Abschnitt 7.1 beschriebenen Bewertungskriterien ist in Abbildung 7.1 als Änderung gegenüber dem Referenzregler dargestellt. Gut sichtbar ist der bekannte, große Einfluss der 1p-IPC (B) auf die Blattbelastungen (M_{Schlag}) und der geringe auf die Belastungen des stehenden Systems (M_{yN} und M_{zN}), wohingegen die 2p-IPC (C) die Belastungen des stehenden Systems stark und die der Blätter kaum reduziert. Offenbar sind 1p- und 2p-IPC im Parallelbetrieb (D) besonders wirksam: Die Lastreduktionen am Blatt und im stehenden System sind größer als die Summe der Einzelreduktionen.

³² Von einer Simulation der LiDAR-basierten Vorsteuerung im Nachlauf wird abgesehen. Eine Simulation der LiDAR-Messung auf Basis von Taylors *frozen turbulence hypothesis* mit anschließender Tiefpassfilterung würde in Hinblick auf die langsam mäandernden Wirbelschleppen vermutlich den Vorsteuereffekt stark überschätzen.

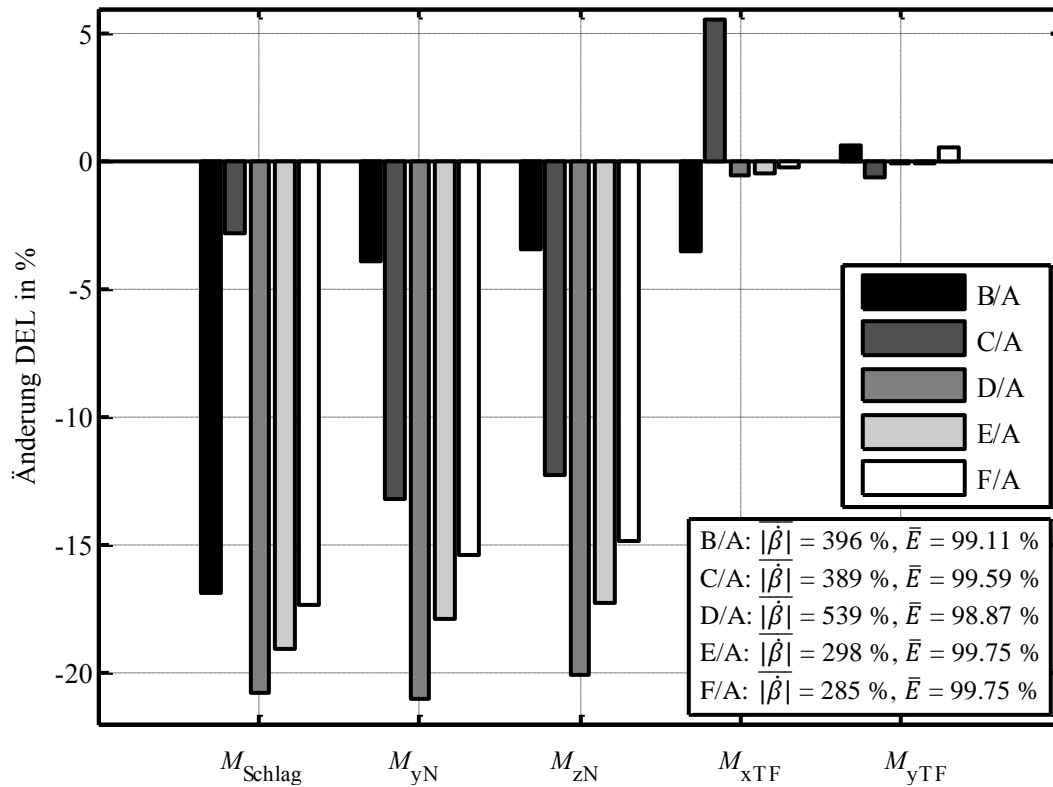


Abbildung 7.1: Änderung der DEL relevanter Größen einer 3 MW WEA durch den Betrieb von 1p- und/oder 2p-IPC in unterschiedlichen Betriebsbereichen.

Der Betrieb von IPC im gesamten Betriebsbereich der WEA (B, C, D) führt jedoch zu einem extremen Anstieg der mittleren Blattverstellgeschwindigkeit ($|\dot{\beta}|$) und deutlichen Ertragsverlusten (\bar{E}) von 0.4 % bis 1.1 %. Diese Effekte lassen sich durch eine Beschränkung der IPC auf bestimmte Arbeitsbereiche eindämmen. Abbildung 7.2 und Abbildung 7.3 zeigen getrennt für 1p- und 2p-IPC beispielhaft (nur eine 10-Minuten-Zeitreihe pro \bar{v}_u) die relative DEL der jeweils relevanten Größe Blattwurzelbiegemoment in Schlagrichtung bzw. Nickmoment pro mittlerer Windgeschwindigkeit und deren Anteil auf die Lebensdauernutzung, engl. *life time usage* (LTU).

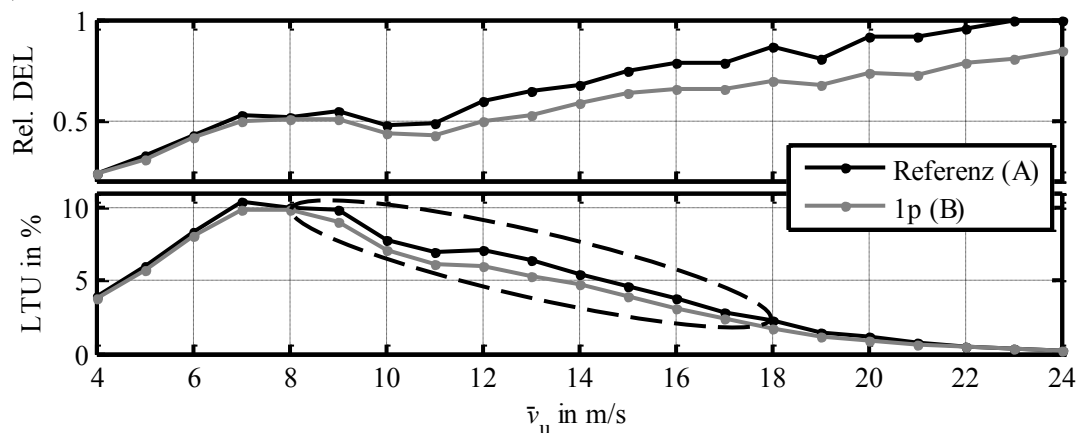


Abbildung 7.2: $DEL/DEL_{\text{max,Original}}$ und LTU bezüglich der Gesamtschädigung mit Referenzregler des Blattwurzelbiegemomentes in Schlagrichtung über der mittleren Windgeschwindigkeit mit Referenzregler (A) und 1p-IPC (B). Der relevante Betriebsbereich für 1p-IPC ist mit einer Ellipse markiert.

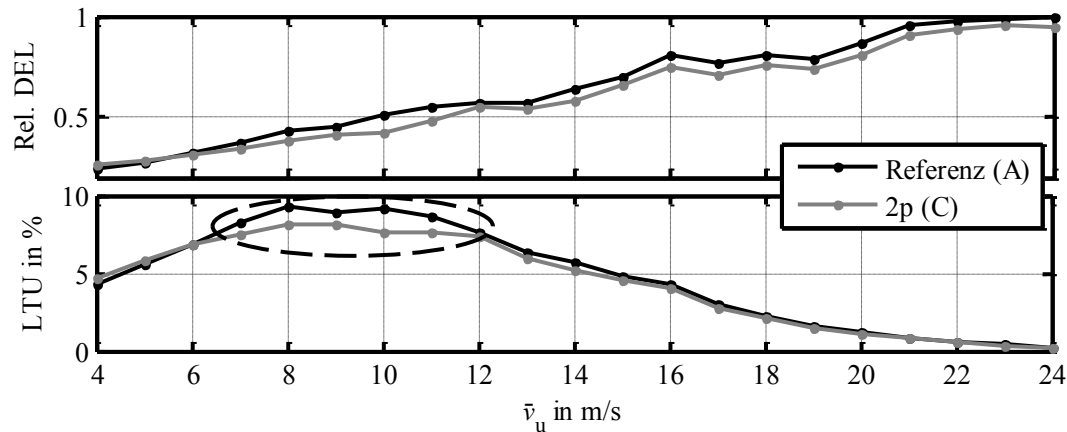


Abbildung 7.3: DEL/DELmax,Original und LTU bezüglich der Gesamtschädigung mit Referenzregler des Nickmomentes über der mittleren Windgeschwindigkeit mit Referenzregler (A) und 2p-IPC (C). Der relevante Betriebsbereich für 2p-IPC ist mit einer Ellipse markiert.

Es wird sichtbar, dass 1p-IPC ab 9 m/s bis 19 m/s großen positiven Einfluss auf die LTU hat. Damit ist ein Einsatz im Nennlastbereich (ab ca. 11 m/s) sinnvoll – aufgrund der hohen simulierten Turbulenz sind bereits bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 9 m/s nennenswerte Zeitanteile im Nennlastbereich enthalten. 2p-IPC hat von 7 m/s bis 12 m/s großen positiven Einfluss auf die LTU und sollte daher bereits im oberen Teillastbereich ab ca. 9 m/s aktiviert und ggf. bei höheren Windgeschwindigkeiten zur Entlastung der Blattlager wieder deaktiviert werden. In dieser Arbeit wird von einer Deaktivierung bei hohen Windgeschwindigkeiten abgesehen und 1p-IPC im Nennlastbereich und 2p-IPC ab dem oberen Teillastbereich betrieben. Mit einer derartigen Betriebsweise (E) können gegenüber Konfiguration D die Belastungen des Blattes und des stehenden Systems ebenfalls stark reduziert werden, während sich die Ertragsverluste auf 0,25 % minimieren und die mittlere Blattverstellgeschwindigkeit fast halbiert.

Aus sicherheitsrelevanten Aspekten kann es notwendig sein, die Amplitude der Einzelblattverstellung oder die Verstellgeschwindigkeit zu begrenzen. In Abbildung 7.4 ist beispielhaft (nur eine 10-Minuten-Zeitreihe pro \bar{v}_u über dem gesamten Betriebsbereich) die Abhängigkeit unterschiedlicher Bewertungskriterien von der maximalen Amplitude $a_{IPC,1p,max}$ und $a_{IPC,2p,max}$ für 1p-IPC und 2p-IPC skizziert. Es wird deutlich, dass die 1p-IPC maximal eine Amplitude von 3° benötigt, während die 2p-IPC erwartungsgemäß mit einer deutlich geringeren Amplitude von $1,5^\circ$ auskommt. Es ist sinnvoll, die Amplituden als Standard auf diese Werte zu beschränken, um eine optimale dynamische Begrenzung der Blattverstellgeschwindigkeit, wie in Abschnitt 6.1.3 beschrieben, zu erziehen. Zwischen 0° und 3° bzw. $1,5^\circ$ bildet sich eine Pareto-Front, wobei die mittlere Verstellgeschwindigkeit mit den Belastungen konkurriert.

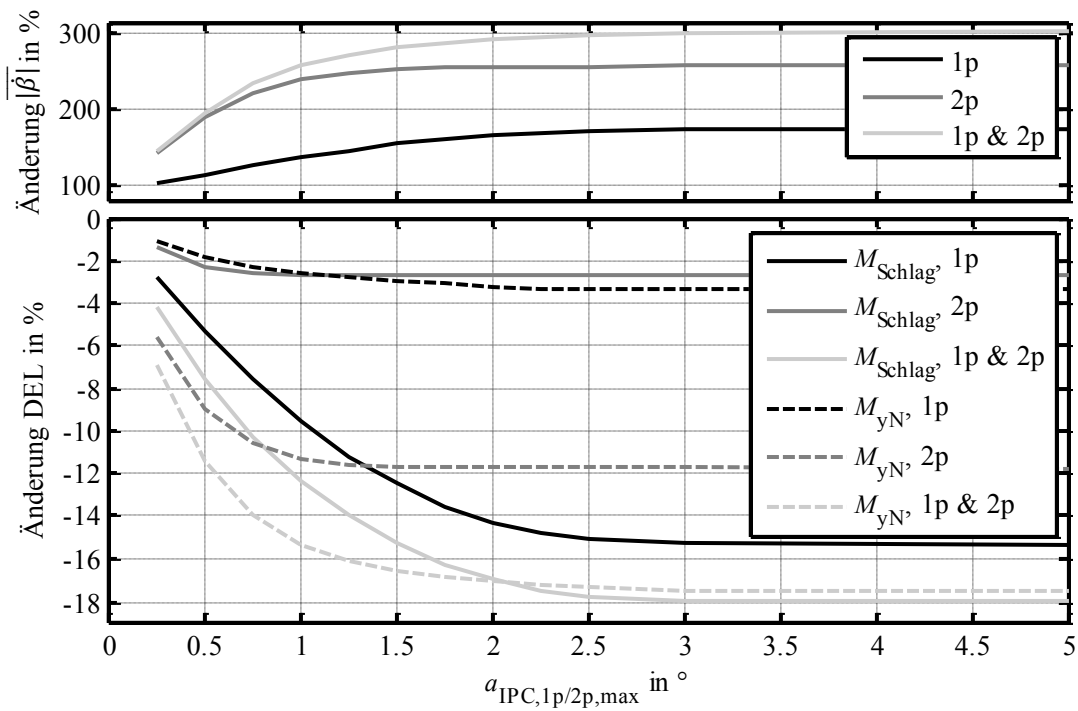


Abbildung 7.4: Änderung der mittleren Blattverstellgeschwindigkeit $|\dot{\beta}|$, der DEL des Blattwurzelsbiegemomentes in Schlagrichtung M_{Schlag} und des Nickmomentes M_{yN} für 1p-IPC, 2p-IPC und deren Kombination in Abhängigkeit von der maximal zulässigen Amplitude $a_{IPC,1p/2p,max}$.

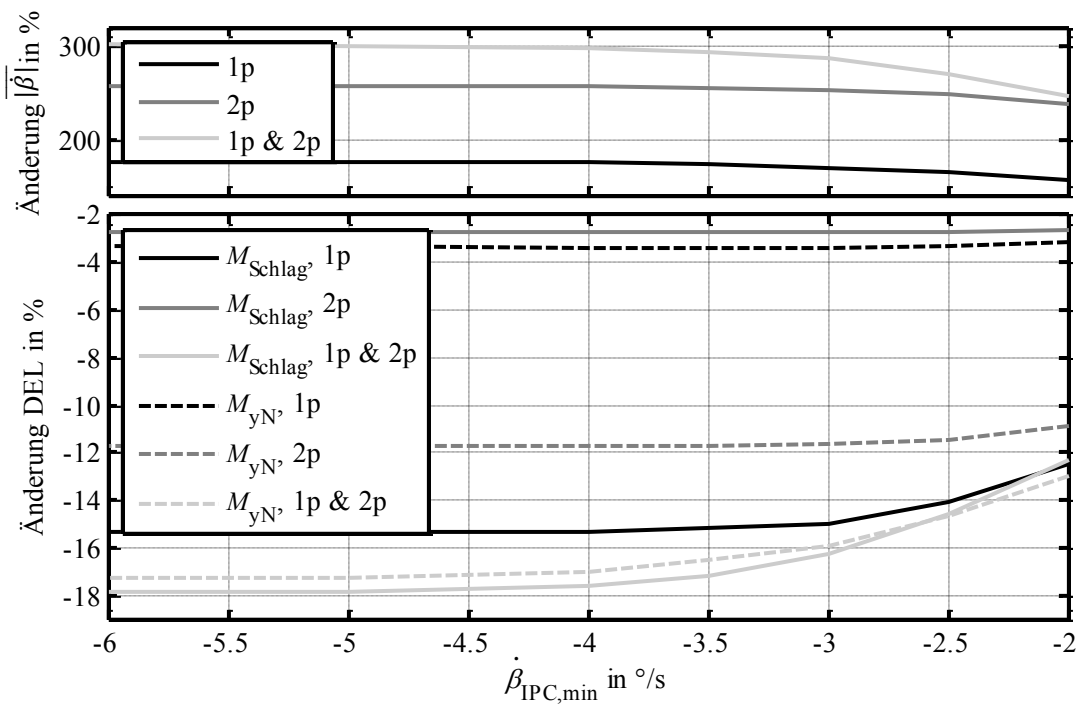


Abbildung 7.5: Änderung der mittleren Blattverstellgeschwindigkeit $|\dot{\beta}|$, der DEL des Blattwurzelsbiegemomentes in Schlagrichtung M_{Schlag} und des Nickmomentes M_{yN} für 1p-IPC, 2p-IPC und deren Kombination in Abhängigkeit von der minimalen Blattverstellgeschwindigkeit $\dot{\beta}_{IPC,min}$.

Einen ähnliches Schema zeigt die Abhängigkeit der unterschiedlichen Bewertungskriterien von der minimalen Blattverstellgeschwindigkeit $\dot{\beta}_{\text{IPC,min}}$ in Abbildung 7.5. Sowohl 1p-IPC als auch 2p-IPC benötigen im separaten Betrieb eine Geschwindigkeit von $-3.5^\circ/\text{s}$ für die maximale Lastreduktion. Da $\dot{\beta}_{\text{IPC,min}}$ die Aktivität beider Algorithmen gemeinsam beschränkt, wächst der Bedarf bei Betrieb von 1p- und 2p-IPC auf $-4^\circ/\text{s}$ an. Zwischen $0^\circ/\text{s}$ und $-3.5^\circ/\text{s}$ bzw. $-4^\circ/\text{s}$ bildet sich ebenfalls eine Pareto-Front, wobei die mittlere Verstellgeschwindigkeit mit den Belastungen konkurriert. Eine aus Gründen der Sicherheit naheliegende Beschränkung auf $-3^\circ/\text{s}$ wäre möglich, ohne allzu großen Einfluss auf die Bewertungskriterien zu nehmen, siehe auch Abbildung 7.1 (F). Eine Reduktion der Blattbelastung um gut 17 %, der Belastungen des stehenden Systems um 15 % ohne nennenswerte Beeinflussung des Turmes und des Ertrages gehen mit einer auf 285 % gestiegenen mittleren Blattverstellgeschwindigkeit einher.

Mit dieser Konfiguration F werden auch die Simulationen im Nachlauf durchgeführt. Die Auswertung erfordert eine detaillierte Betrachtung der Windbedingungen, weshalb die Ergebnisse in Anhang A.4 aufgeführt sind. Die Änderungen der DEL sind nachvollziehbar und bestätigen die Wirksamkeit von IPC im Nachlauf.

Diverse, an dieser Stelle nicht weiter dargestellte Untersuchungen zur Berücksichtigung unterschiedlicher Aufbereitungsmethoden der Blattwurzelbiegemomentmessung, symmetrischer und asymmetrischer Sensorfehler, eines starken GetriebeSpiels im Blattantrieb etc. zeigen nur geringe Abweichungen zu den in Abbildung 7.1 aufgeführten Ergebnissen.

7.3.1 Verifikation mittels Messdaten

Die Verifikation der Simulationsergebnisse erfolgt an dem Prototypen einer 3 MW Anlage der Firma Senvion. Die WEA ist mit umfangreicher Sensorik ausgestattet, welche Belastungsmessungen an Blatt, Triebstrang und Turm, jedoch nicht an der Nabe ermöglicht. Der Standort verfügt über einen Messmast. Es wird die Einzelblattregelung der Konfiguration E verwendet.

In zeitlichen Abständen von 15 Minuten wird IPC zu- und abgeschaltet. So ist gewährleistet, dass für die abschließende statistische Auswertung ausreichend Daten unter ähnlichen Bedingungen mit und ohne Einzelblattregelung vorliegen. Für den Vergleich werden 10-Minuten-Zeitreihen ohne Ein- oder Abschaltvorgänge zugeschnitten und ausgewertet. Ziel ist die Berechnung der gewichteten prozentualen Lastreduktion. Diese Lastreduktion soll abschließend mit den Ergebnissen einer Simulation unter denselben Umgebungsbedingungen (Turbulenzintensität, Höhenexponent, Luftdichte, Schräganströmung etc.) verglichen werden. Die Vermessung erfolgte bereits im Herbst 2014. Es werden Messdaten von 3 m/s bis 17 m/s, überwiegend mit einer Turbulenzintensität von 8 % und 10 % aufgezeichnet.

Die Einzelblattregelung arbeitet auf der realen Anlage wie erwartet: Sowohl die 1p- als auch die 2p-Belastungen am Blatt werden durch IPC deutlich reduziert. In Abbildung 7.6 ist dieses Verhalten anhand einer FFT-Analyse unter vergleichbaren Windbedingungen zu beobachten.

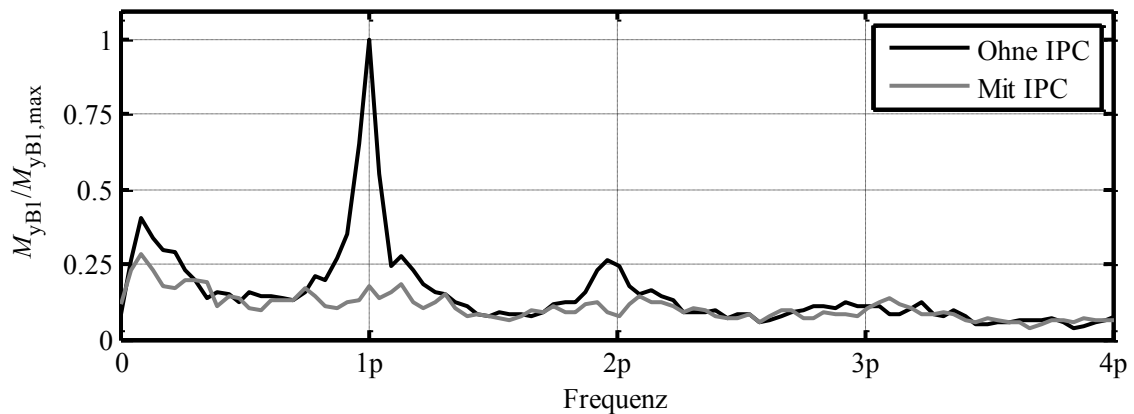


Abbildung 7.6: Vergleich des relativen, gemessenen BWB aus der Ebene hinaus als FFT mit und ohne IPC bei $\bar{v}_u = 15 \text{ m/s}$ mit $\alpha_h = 0.12$ und 10 % TI.

In Abbildung 7.7 sind die Änderungen der DEL durch IPC in der Vermessung und in der Simulation für Blatt und Turm bei einer TI von 10 % und 8 % mit einer Gewichtung nach IEC2 dargestellt. Da die Windbedingungen an der Anlage auch mit dem Messmast nur innerhalb gewisser Toleranzen erfasst werden können, sind Abweichungen zwischen Simulation und Vermessung von einigen Prozent auch bei exakter Anlagenmodellierung nicht ungewöhnlich. Die Reduktion der Blattbelastungen (M_{Schlag}) in Vermessung und Simulation stimmen insbesondere bei 8 % TI gut überein. Die laterale Turmbelastung (M_{xTF}) nimmt bei 10 % TI in Simulation und Vermessung ähnlich stark ab. Bei 8 % TI kommt es in der Vermessung zu einem unerwarteten leichten Belastungsanstieg. Der Unterschied von fast 10 Prozentpunkten zwischen Simulation und Vermessung geht nach derzeitigem Wissensstand auf die vereinfachte Abbildung der lateralen Turmdämpfung im „Flex5“-Modell zurück. Da die laterale Turmbelastung für Onshore-Anlagen nicht auslegungsrelevant ist, ist die ungenaue Modellierung unkritisch. Die Abnahme der longitudinalen Turmbelastung (M_{yTF}) ist in der Vermessung vor allem bei 10 % TI stärker als erwartet – ein unkritischer, da positiver Nebeneffekt für die reale Anwendung.

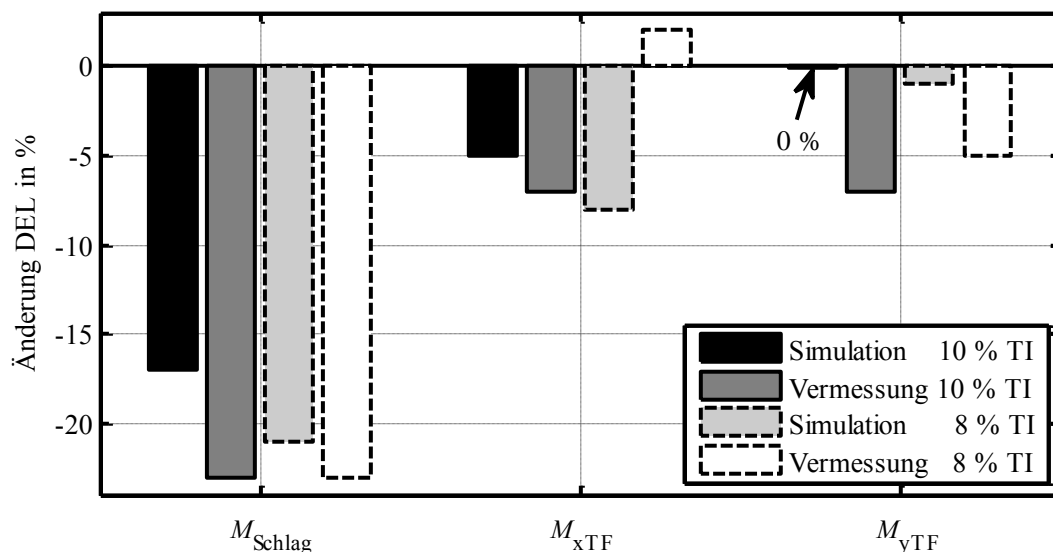


Abbildung 7.7: Änderung der DEL nach IEC2 an Blatt und Turmfuß einer 3 MW WEA durch Einsatz von 1p- und 2p-IPC (Variante F) in Simulation und Vermessung für 10 % und 8 % TI im Betriebsbereich von 3 m/s bis 17 m/s.

Die IPC arbeitet also durchweg wie aus der Simulation erwartet. Diese Erkenntnis gibt zum einen Sicherheit hinsichtlich des aerodynamischen Modells in „Flex5“. Dieses basiert auf der BEM, welche in ihrem Grundsatz nicht von einer Einzelblattverstellung ausgeht. Durch diverse Korrekturen, siehe auch Abschnitt 4.5, kann diese Betriebsweise anscheinend ausreichend gut abgebildet werden. Zu diesem Schluss ist die Autorin ebenfalls bei der Vermessung der seitlichen Turmdämpfung über Einzelblattverstellung in [43] gekommen. Zum anderen zeigt es, dass auf der realen Anlage anscheinend keine weiteren relevanten Signalstörungen oder Signalverzögerungen vorliegen.

7.4 LiDAR-basierte Einzelblattvorsteuerung

Zur Beurteilung der Lastreduktion durch die LiDAR-basierte Einzelblattvorsteuerung werden die Konfigurationen *A* bis *G* bei einer mittleren vertikalen Schräganströmung von $\bar{\gamma}_h = 0^\circ$ und $\bar{\gamma}_h = 10^\circ$ simuliert. Konfiguration *B* (1p-IPC) ermöglicht den direkten Vergleich der Einzelblattvorsteuerung mit der -regelung, welcher im folgenden Abschnitt 7.5.2 aufgegriffen wird. Für alle Konfigurationen gilt:

- Die Einzelblattverstellung ist nur im Volllastbereich aktiv.
- Weder in der Vorsteuerung noch im Regler werden die Einzelblatt-Sollwerte begrenzt. Ein Ansatz für die Vorsteuerung analog zur Abschnitt 6.1.3 fehlt in diesem Stadium der Potenzialstudie. Für eine bessere Vergleichbarkeit wird auch im Regler darauf verzichtet.
- Die LiDAR-basierte Einzelblattvorsteuerung kompensiert nur 1p-Effekte. Für eine bessere Vergleichbarkeit wird auch die Einzelblattregelung auf 1p-IPC beschränkt.

Die Eingangsgrößen der Einzelblattvorsteuerung werden wie in Abschnitt 3.3.4 beschrieben erzeugt. Mithilfe der annähernd idealen Referenzwerte des Windfeldes lässt sich das grundsätzliche Potenzial eines Vorsteuerungskonzeptes, Kompensation von Scherung (*C*) oder Scherung und Schräganströmung (*D*), abschätzen. Die Simulationen mit Windfeldrekonstruktion ermöglichen eine Abschätzung des Gesamtpotenzials. Die „Statische Windfeldrekonstruktion“ (SWFR) generiert ausschließlich Scherungen. Die realitätsnahe Messkonfiguration mit 5 Messpunkten auf 6 Ebenen ist, wie in Abschnitt 3.3.5 beschrieben, für die Beispielanlage optimiert (*E*). Dieselbe Messkonfiguration wird für die „Dynamische Windfeldrekonstruktion“ (DWFR) und die reine Scherungskompensation (*G*) verwendet, um den Einfluss der Rekonstruktionsalgorithmen beurteilen zu können. Die Messkonfiguration der DWFR in Konfiguration *F* ist genauso wie die Parameter zur anschließenden Filterung der rekonstruierten Werte nur abgeschätzt, da derzeit kein Modell für die zu erwartenden Korrelationen von Scherungen und Schräganströmungen für eine Optimierung vorliegt. Darüber hinaus ist die Konfiguration mit 30 Messpunkten in 5 Ebenen mit aktuellen LiDAR-Geräten nicht realisierbar und die DWFR derzeit nicht in Echtzeit umsetzbar, sodass die Ergebnisse nur zur grundsätzlichen Beurteilung des Rekonstruktionsverfahrens genutzt werden können.

- A. Referenzregler
- B. Einzelblattregelung, nur 1p-IPC im Nennlastbereich
- C. LiDAR FF, Komp. der Scherung, Referenz (ideal)
- D. LiDAR FF, Komp. der Scherung und Schräganströmung, Referenz (ideal)
- E. LiDAR FF, Komp. der Scherung, SWFR, 5x6-Scan
- F. LiDAR FF, Komp. der Scherung und Schräganströmung, DWFR, 30x5-Scan
- G. LiDAR FF, Komp. der Scherung, DWFR, 5x6-Scan

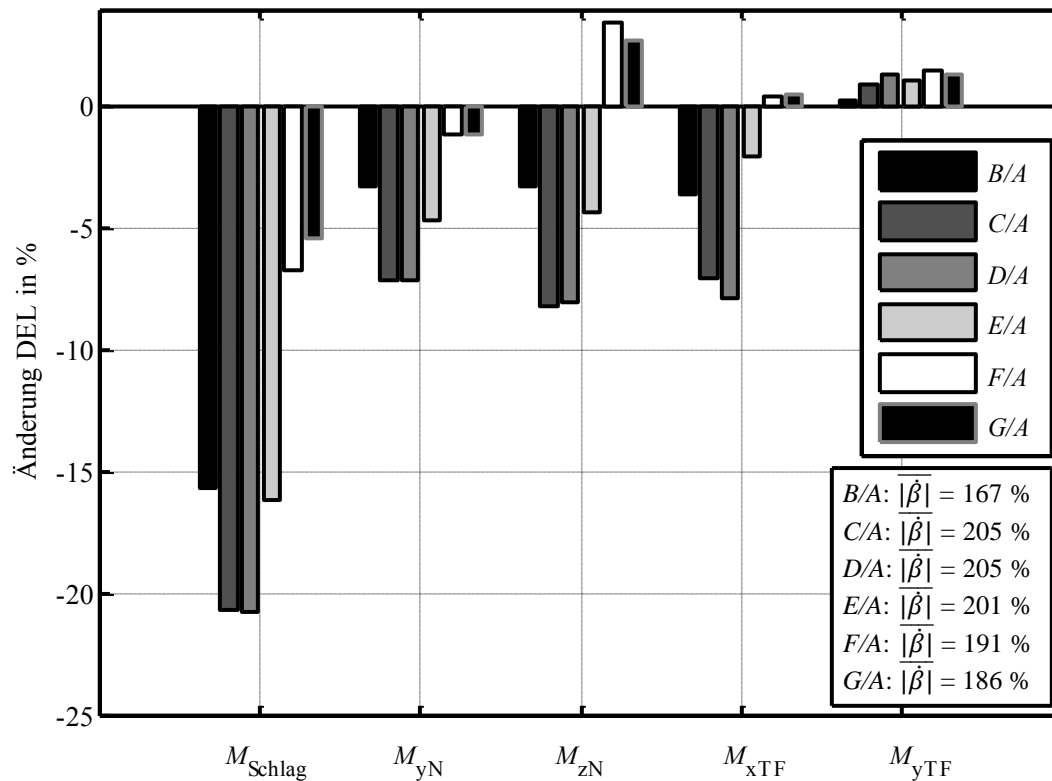


Abbildung 7.8: Änderung relevanter Größen der 3 MW Anlage durch den Betrieb von 1p-IPC oder LiDAR Einzelblattverstellung bei idealer und realistischer Kompensation von Scherung und ggf. Schräganströmung, Standard-Windbedingungen.

Die Simulationsergebnisse in Abbildung 7.8 zeigen:

- Keine der Konfigurationen beeinträchtigt den Energieertrag (nicht abgebildet).
- Sämtliche signifikante Lasten mit einer idealen LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung (C und D) sind geringer als mit 1p-Einzelblattregelung (B).
- Die Kompensation der turbulenten Schräganströmungsanteile ist unter Standard-Windbedingungen nicht relevant. Die Ergebnisse der idealen, reinen Scherungskompensation (C) unterscheiden sich kaum von den Ergebnissen der idealen Scherungs- und Schräganströmungskompensation (D).
- Die Lasten reduzieren sich bei reiner Scherungskompensation mit simulierter LiDAR-Messung, 5x6-Scan und SWFR (E) ähnlich stark bzw. geringfügig stärker als mit 1p-Einzelblattregelung (B).

- Eine Kompensation von Scherung und Schräganströmung mit simulierter LiDAR-Messung, 30x5-Scan und DWFR (F) reduziert die Lasten deutlich geringer als die reine Scherungskompensation mit simulierter LiDAR-Messung, SWFR und 5x6-Scan (G) oder 1p-Einzelblattregelung (B). Hier macht sich die Fehlinterpretation von horizontaler Scherung und horizontaler Schräganströmung sehr deutlich bemerkbar, siehe auch Abschnitt 3.3.4. Wird statt des 30x5-Scans (F) der 5x6-Scan für die DWFR (G) verwendet, ändern sich die Ergebnisse nur geringfügig.
- Die mittlere Blattverstellgeschwindigkeit ($|\dot{\beta}|$) steigt durch die Einzelblattverstellung erwartungsgemäß deutlich an. Die Zunahme ist für 1p-Einzelblattregelung (B) am geringsten, für die idealen LiDAR-basierten Vorsteuerungen (C und D) am höchsten.

Bei Simulation mit $\bar{\gamma}_h = 10^\circ$ ergeben sich die in Abbildung 7.9 abgebildeten Lastreduktionen. Einige Ergebnisse, die für Standard-Windbedingungen gelten, können bestätigt werden:

- Keine der Konfigurationen beeinträchtigt den Energieertrag (nicht abgebildet).
- Sämtliche signifikante Lasten mit einer idealen LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung (C und D) sind geringer als mit der 1p-Einzelblattregelung (B).

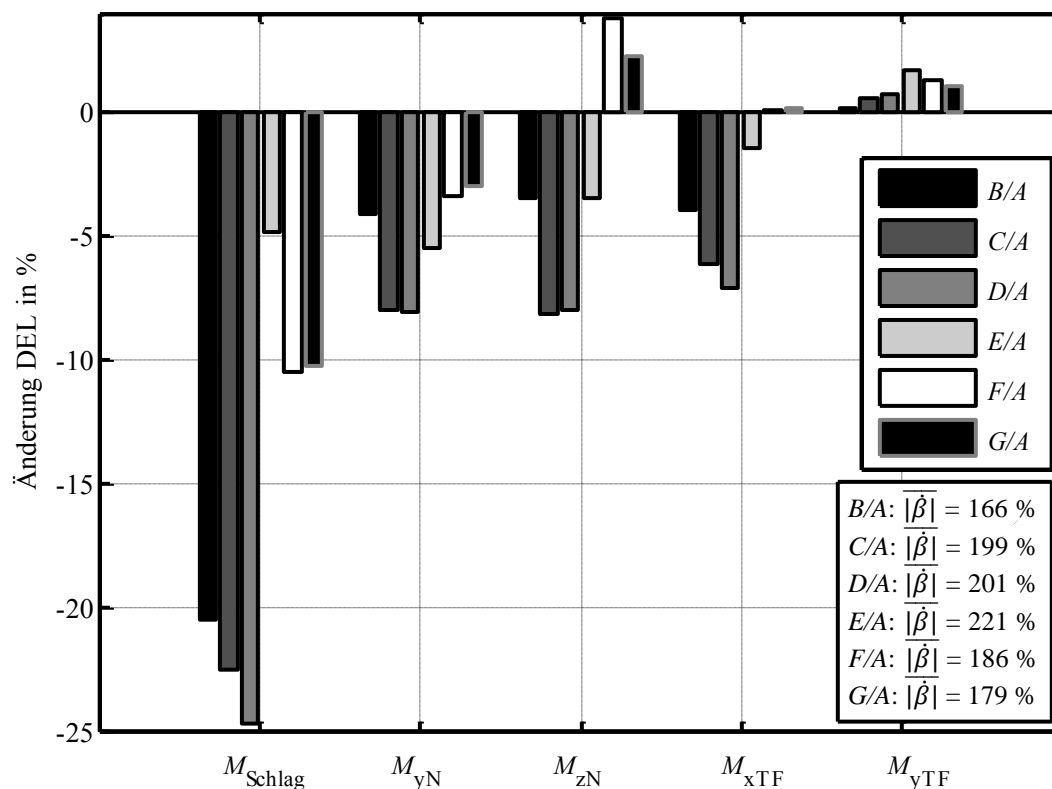


Abbildung 7.9: Änderung relevanter Größen der 3 MW Anlage durch den Betrieb von 1p-IPC oder LiDAR Einzelblattverstellung bei idealer und realistischer Kompensation von Scherung und ggf. Schräganströmung, mittleren horizontalen Schräganströmung von $\bar{\gamma}_h = 10^\circ$.

In folgenden Punkten liegen Unterschiede vor:

- Im Gegensatz zu Standard-Windbedingungen ist die Kompensation der Schräganströmung nun relevant: Die Blattbelastung (M_{Schlag}) und die laterale Turmbelastung (M_{xTF}) nimmt bei idealer Scherungs- und Schräganströmungskompensation (D) gegenüber der idealen reinen Scherungskompensation (C) nochmals ab.
- Die Blattlasten und lateralen Turmbelastungen reduzieren sich bei reiner Scherungskompensation mit simulierter LiDAR-Messung, 5x6-Scan und SWFR (E) nur äußerst geringfügig und damit wesentlich geringer als mit der 1p-Einzelblattregelung (B). Die Nick- und Giermomente (M_{yN} und M_{zN}) reduzieren sich ähnlich wie mit der 1p-Einzelblattregelung.
- Eine Kompensation von Scherung und Schräganströmung mit simulierter LiDAR-Messung, 30x5-Scan und DWFR (F) reduziert die Blattlasten zwar deutlich geringer als mit der 1p-Einzelblattregelung (B), aber signifikant stärker als die reine Scherungskompensation mit simulierter LiDAR-Messung. Nick- und Giermomente werden mit DWFR allerdings weniger als mit SWFR reduziert. Mit DWFR werden mit 5x6-Scan (G) und 30x5-Scan (F) nahezu gleich Ergebnisse erzielt.
- Die mittlere Blattverstellgeschwindigkeit ($|\overline{\dot{\beta}}|$) steigt durch die Einzelblattverstellung erwartungsgemäß deutlich an. Die Zunahme ist für die 1p-Einzelblattregelung (B) am geringsten. Im Gegensatz zu Standard-Windbedingungen ist die Geschwindigkeit nun für die reine Scherungskompensation mit simulierter LiDAR-Messung (E) am höchsten: Hier kommt es anscheinend zu starken, fehlerhaften Blattbewegungen.

Bei Schräganströmung lassen sich mit der LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung unter realen Bedingungen (E) im Vergleich zur 1p-Einzelblattregelung nur für die Nick- und Giermomente ähnliche Lastreduktionen erzielen. Die Reduktion der Blattbelastungen ist sehr gering. Die Verwendung der DWFR bei simulierter LiDAR-Messung mit 5x6- (G) oder 30x5-Scan (F) führt zu deutlich reduzierten Blattbelastungen im Vergleich zur SWFR, erzielt jedoch nur 50 % der Lastreduktion der 1p-Einzelblattregelung. Nick- und Giermoment werden mit DWFR nur sehr geringfügig reduziert bzw. sogar erhöht.

Die schlechten Ergebnisse für die Blattbelastungen mit SWFR sind plausibel, siehe auch Abschnitt 3.3.4. Die vorliegende Schräganströmung wird vollständig als horizontale Scherung fehlinterpretiert, und die Blattwinkel werden somit falsch, nämlich stark phasenverschoben, vorgesteuert. Mit der DWFR werden alle charakteristischen Größen des Windfeldes akzeptabel geschätzt. Die z. T. stattfindende Fehlinterpretation von horizontaler Scherung und Schräganströmung sorgt jedoch dafür, dass das Potenzial zur Lastreduktion nicht vollständig ausgeschöpft werden kann. Weshalb sich mit DWFR im Vergleich zu SWFR die Nick- und Giermomente deutlich schlechter als die Blattbelastungen reduzieren lassen, ist derzeit unklar.

7.5 Diskussion der Ergebnisse

Die Reduktion der Ermüdungslasten durch Einzelblattverstellung ist beachtlich, genauso wie die drastische Zunahme der mittleren Blattverstellgeschwindigkeit. Welche Auswirkung hat dies auf den Betrieb und den Entwurf von WEA? Welche Vor- und Nachteile weist die LiDAR-basierte Vorsteuerung gegenüber der Einzelblattregelung auf Basis der gemessenen Blattwurzelbiegemomente auf? Diese Fragen greift die nun folgenden Diskussion auf.

7.5.1 Bedeutung der Einzelblattverstellung für die Gesamtanlage

Nahezu unabhängig von der Art der Einzelblattverstellung steht den Belastungsreduktionen am Blatt und im stehenden System eine veränderte Charakteristik der Blattverstellung gegenüber: einem oszillierendem Verhalten, deutlichen Blattwinkelasymmetrien und einer deutlichen Zunahme der mittleren Blattverstellgeschwindigkeit.

Selbst wenn starke Blattwinkelamplituden z. B. durch die in Abschnitt 6.1.3 vorgestellten Mechanismen begrenzt werden, führt auch eine Abfahrt der WEA mit mäßiger *asymmetrischer Blattstellung* zu erhöhten Bauteilbelastungen. Sind diese Belastungen ausschlaggebend für die Bauteilauslegung, kann eine Weiterentwicklung der Abfahrprozeduren Abhilfe schaffen. Es gibt zahlreiche Ansätze wie beispielsweise eine vorausschauende Symmetrierung der Blattwinkel bei Überschreitung einer Drehzahlgrenze und/oder eine Symmetrierung zu Beginn einer Abfahrt [138,139,140]. Mit herkömmlichen Blattverstellungssystemen ist eine gesteuerte Akku-basierte Notabfahrt oftmals nicht möglich, sodass andere Hardware eingesetzt werden müsste.

Die für die Einzelblattverstellung charakteristischen *oszillierenden Blattwinkel* können im Zusammenhang mit der deutlich *zugenommenen mittleren Blattverstellgeschwindigkeit* insbesondere für das Getriebe der Blattverstellung und die Blattlager problematisch werden. Einzelne Zähne des *Getriebes* werden speziell durch die schlagartige Belastung nach Durchfahren der Getriebelose infolge eines Richtungswechsels beansprucht. Richtungswechsel treten jedoch auch mit dem Referenzregler häufig auf und müssen durch Einzelblattverstellung nicht zwangsläufig zunehmen. Sie können durch Wahl der zu kompensierenden Anteile und den Anwendungsbereich der Einzelblattverstellung beeinflusst werden. Abbildung 7.10 verdeutlicht die Abnahme der Reversierfrequenz mit einer 1p-Einzelblattverstellung (LiDAR-basierte Vorsteuerung, nur aktiv im Nennlastbereich) gegenüber dem Referenzregler. Die zahlreichen stochastischen Blattwinkeländerungen des Referenzreglers werden von den recht langsamen oszillierenden Anteilen der Einzelblattverstellung überlagert und offensichtlich dominiert. Erst die Nutzung einer 1p- und 2p-Einzelblattverstellung (1p- & 2p-IPC) mit systematisch höherer Frequenz und geringerer Amplitude erhöht die Anzahl der Richtungswechsel – stark im oberen Teillastbereich, in dem die 2p-IPC, nicht aber der Referenzregler aktiv ist, und ein wenig im unteren Nennlastbereich. Bei hohen Windgeschwindigkeiten nimmt die Reversierfrequenz gegenüber dem Referenzregler ab.

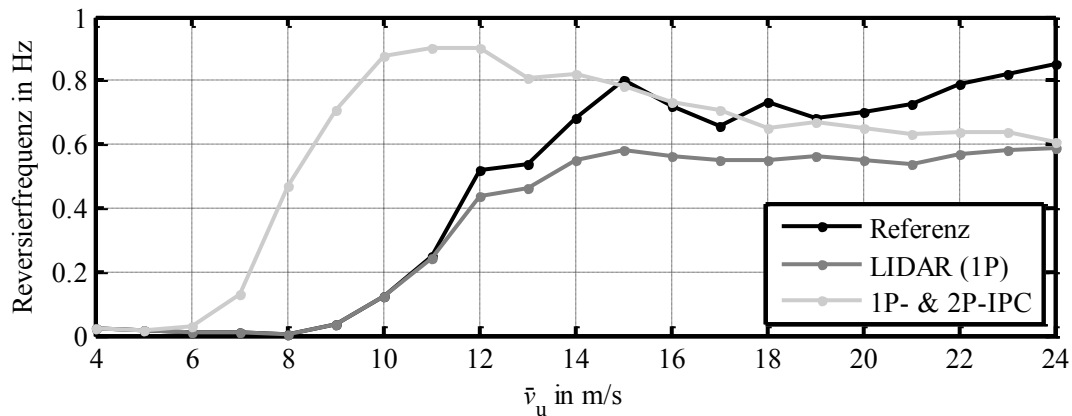


Abbildung 7.10: Reversierfrequenz der Blattverstellung über der mittleren Windgeschwindigkeit mit Referenzregler, LiDAR-basierter Einzelblattvorsteuerung (stets nur 1p) und 1p- & 2p-IPC der Konfiguration F.

Den größten negativen Effekt hat die Einzelblattverstellung wohl auf die **Blattlager**. In WEA werden überwiegend ein- oder zweireihige Vierpunktlager verwendet [23]. Deren Belastungssituation ist auch unter Standardbedingungen relativ ungünstig: Statt ständiger Rotation sind die Lager nur geringen Hin- und Herbewegungen bei hohen (Biege-) Lasten ausgesetzt. Ebenso wie Stillstand unter dynamischer Belastung oder sehr langsame Bewegungen verhindern diese kleinen Oszillationen den Aufbau einer Schmierschicht und begünstigen damit den Oberflächenverschleiß. Gerade durch kleine oszillierende Bewegungen, bei denen nur ein Element belastet wird, treten dann Riffelbildungen oder Reibkorrosion auf. Diese Schädigung nimmt u. a. mit der Rollgeschwindigkeit der Wälzkörper zu [141,142]. Grundsätzlich steigt die Ermüdung des Lagers mit der Anzahl der Umdrehungen (bei gleicher Belastung) [23]. Damit stellt vor allem der Betrieb einer Einzelblattverstellung mit hoher Frequenz und geringer Amplitude (vermutlich ab 2p-IPC) und/oder im statistisch häufig auftretenden oberen Teillastbereich durch die verhältnismäßig starke Zunahme der Blattbewegung eine Herausforderung dar. Um dem Oberflächenverschleiß entgegenzuwirken sind Schmierfahrten, Festschmierstoffe und extra gehärtete Oberflächen hilfreich [143]. Die Ermüdungsfestigkeit kann durch Vergrößerung des Wälzkörpers oder dessen Anzahl sowie den Einsatzes eines Lagertyps mit vergrößerter Kontaktfläche (z. B. Rollenlager) erhöht werden [13], wobei mit deutlichen Mehrkosten durch den Neuentwurf von Naben und Blattwurzel oder dem leistungsfähigeren Lager an sich zu rechnen ist. Unabhängig vom Rollkörpertyp ist die Berechnung der Lagerermüdungslasten weiterhin unsicherheitsbehaftet. Während die Berechnungsmethoden für Lager bei Rotation etabliert sind, gibt es für Lager bei oszillierenden Bewegungen noch keinen internationalen Standard und speziell für WEA mit Einzelblattverstellungen liegen nur wenige Erfahrungen vor [141].

In Hinblick auf die **Antriebe des Blattverstellungssystems** scheint die Einzelblattverstellung überwiegend positiv: Zwar ist auf der einen Seite aufgrund der erhöhten mittleren Verstellgeschwindigkeit z. B. ein erhöhter Verschleiß der Schleifkontakte, der kürzere Wartungsintervalle erfordert, zu erwarten. Auf der anderen Seite nimmt mit Abnahme der BWB auch die Reibung im Lager ab. Da ein Großteil der Antriebsenergie zur Überwindung der Reibung notwendig ist, wäre mit Einzelblattverstellung ein verringertes (Auslegungs-) Antriebsmoment ausreichend [23].

Die reduzierten Ermüdungslasten an Blatt, Nabe und Turmkopf reduzieren den schadensbedingten Ausfall dieser Komponenten. Ein wirtschaftlicher Vorteil für den Anlagenhersteller durch den Entwurf kostengünstigerer Komponenten oder verschärfte Einsatzbedingungen ist teilweise möglich. Grundsätzlich ist eine längere Nutzungsdauer der WEA vorstellbar. Dies setzt jedoch Ermüdungslastenreserven aller Anlagenkomponenten voraus, welche nur gelegentlich gegeben sind. **Blätter** sind häufig extremlastdimensioniert, ein neuer Entwurf also nicht möglich. Treten an einem Standort jedoch z. B. durch einen häufigen Betrieb im Nachlauf ungewöhnlich hohe Ermüdungslasten auf, kann die Einzelblattverstellung diese auf ein erträgliches Maß reduzieren, so Abschaltungen oder Drosselung in Nachlaufsituationen verhindern und den Ertrag der WEA deutlich steigern. Der **Maschinenträger** der WEA ist häufig durch die 3p-Belastungen ermüdungslastdimensioniert. Bei Nutzung einer 2p-IPC wäre ein Neuentwurf denkbar.

Das Ziel einer Einzelblattverstellung muss jedoch nicht zwingend die Kompensation asymmetrischer Blattbelastungen während des Produktionsbetriebes sein. Die bestehende Einzelblattvorsteuerung ist sicherlich auch in der Lage, Extremlasten aufgrund extremer Scherungs- oder Schräganströmungsänderungen zu mindern, sofern schnelle Schräganströmungsänderungen ausreichend genau erfasst und rekonstruiert werden können. Dasselbe vermag ein hochdynamisch ausgelegter Regler, wobei die Detektion von Belastungsänderungen aufgrund jedweder Störungen sehr zuverlässig ist. Die Einzelblattverstellung kann auch eingesetzt werden, um definierte Nickmomente zu erzeugen: Um der Gewichtskraft des Rotors entgegenzuwirken und damit das Hauptlager zu entlasten [53] oder den Turmfreigang insbesondere für lange, flexible Blätter zu vergrößern [54]. Die Windnachführung der WEA kann durch bewusstes Erzeugen eines Giermomentes unterstützt werden [51,52]. Während die Regelung durch statische oder auch dynamische Änderung der Nick- und Giermomentsollwerte derartige Ziele recht flexibel unterstützt, sind für die Einzelblattvorsteuerung mindestens Neuparametrierungen notwendig. Für den Einsatz einer Einzelblattverstellung in der Serie müssen die Reduktion der Ermüdungslasten und/oder andere optionale Ziele einen höheren finanziellen Nutzen bringen als die zusätzlichen Kosten durch Sensorik, Wartung und ggf. teurere Blattlager und Blattverstellungssysteme. Vor- und Nachteile der in dieser Arbeit untersuchten Konzepte werden im Folgenden gegenübergestellt.

7.5.2 Gegenüberstellung von Regelung und Vorsteuerung

Die wesentliche Motivation zur Nutzung einer LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung ist die vorausschauende Reaktion auf Störungen, mit der die langsame Dynamik der Blattverstellung überwunden werden kann. Im Gegensatz zur Einzelblattregelung können so auch höherfrequente Änderungen des Windfeldes kompensiert werden. Dennoch ist nur eine mäßige zusätzliche Lastreduktion zu erwarten: Wie die Spektren der Windfeldvariablen in Abbildung 7.11 beispielhaft³³ für ein Standard-Windfeld zeigen, erfolgen die Änderungen von Scherung und Schräganströmung hauptsächlich im niedrigen Frequenzbereich, insgesamt bei etwas höheren Frequenzen

³³ Die hier verwendeten Windfelder berücksichtigen eine Kohärenz für laterale und vertikale Geschwindigkeitskomponenten, siehe Abschnitt 3.1.2. Damit können sich lokale Schräganströmungen ausbilden, eine Validierung dieser ist der Autorin jedoch nicht bekannt.

als der rotoreffektiven Windgeschwindigkeit. Unter idealen Bedingungen erreicht die Vorsteuerung 1/3 stärkere Lastreduktionen als die Regelung, siehe Abschnitt 7.4, wobei dort für eine bessere Vergleichbarkeit die Regelung auf 1p-IPC reduziert wurde. Diese Ergebnisse erscheinen hinsichtlich der Erwartungen plausibel. Die Berücksichtigung der Schräganströmung für die Vorsteuerung hat weniger Auswirkung als erwartet: Unter Standard-Windbedingungen ist die Lastreduktion unverändert, bei deutlicher horizontaler Schräganströmung reduzieren sich die Blattbelastungen statt um 23 % um 25 %.

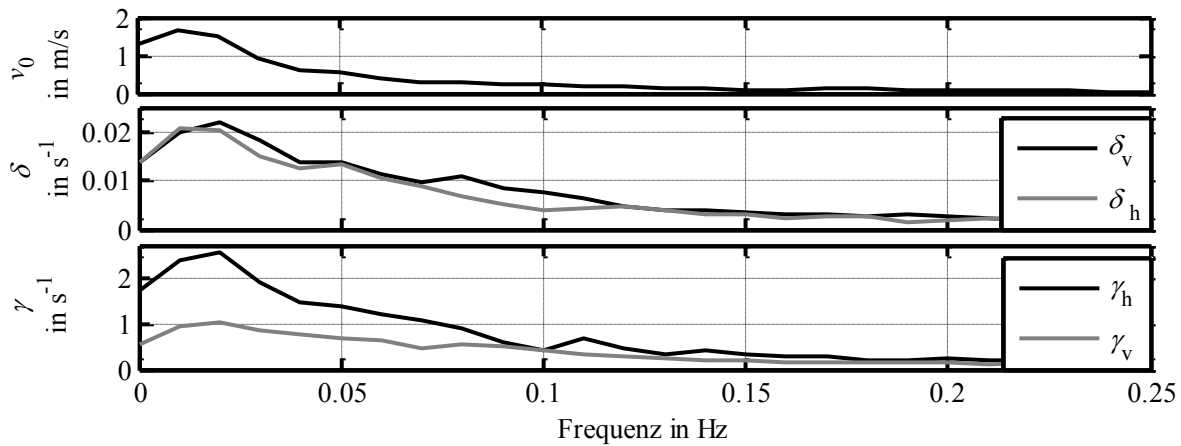


Abbildung 7.11: Spektrum der Windfeldvariablen, Referenzwerte eines Standard-Windfeldes mit $v_0 = 20$ m/s und 16.5 % TI.

Dass erhöhte Potenzial der Vorsteuerung zur Lastreduktion lässt sich auch anderweitig ausdrücken bzw. nutzen. Wie Abbildung 7.12 zeigt, benötigt die Vorsteuerung eine deutlich geringere mittlere Blattverstellgeschwindigkeit als die Regelung, um unter idealen Bedingungen dieselben Lastreduktionen am Blatt zu erzielen.

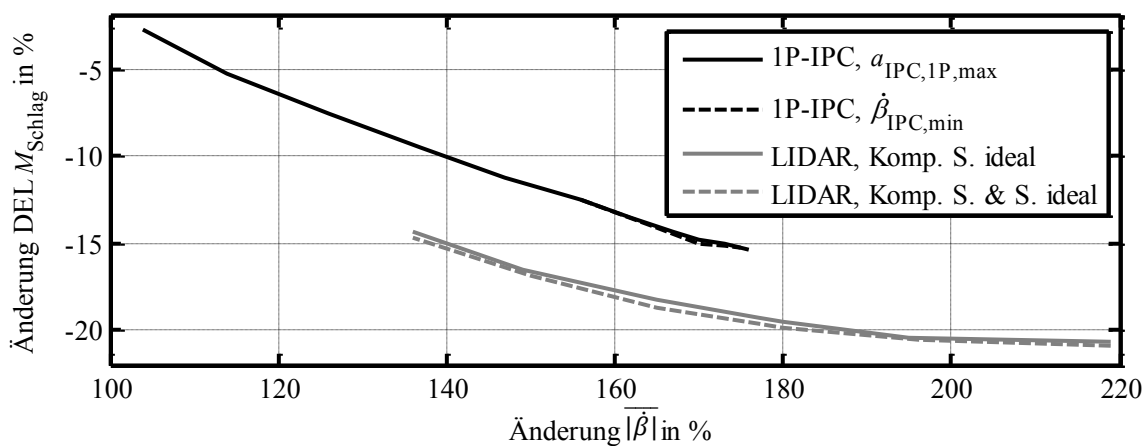


Abbildung 7.12: Änderung der DEL des Blattwurzelbiegemomentes in Schlagrichtung M_{Schlag} über der Änderung der mittleren Blattverstellgeschwindigkeit $|\bar{\beta}|$ bei Standard-Windbedingungen. Im Betrieb mit 1p-IPC werden dazu die maximale Blattwinkelamplitude und die minimale Blattverstellgeschwindigkeit, im Betrieb mit LiDAR-Vorsteuerung bei idealer Kompensation der Scherung und/oder Schräganströmung die Verstärkung variiert.

Unter realen Bedingungen sinkt die Lastreduktion bei Standard-Windbedingungen auf das Niveau der Regelung (1p-IPC), bei starker horizontaler Schräganströmung ist die Lastreduktion der Vorsteuerung sehr gering. Das ist vor allem auf die ungenügend genaue WFR zurückzuführen.

In Tabelle 7.1 sind beide betrachteten Verfahren systematisch gegenübergestellt und die größten Stärken und Schwächen bzw. Herausforderungen aufgeführt.

Tabelle 7.1: Gegenüberstellung der LiDAR-basierten Einzelblattsteuerung und der Einzelblattregelung (1p-IPC) auf Basis gemessener BWB, neutrale Aufzählung (●) und gewertete (+/-) Gegenüberstellung.

	LiDAR-basierte Einzelblattvorsteuerung	BWB-basierte Einzelblattregelung
	Vorausschauende Störgrößenkompensation	Regelung
Verfahren	<ul style="list-style-type: none"> ● Rotoreffektive Störsignale + Vorausschauende Reaktion zur Kompensation der langsamen Blattverstellung - Indirekte Reduktion der Anlagenbelastungen - Nur Berücksichtigung aerodynamischer Störungen 	<ul style="list-style-type: none"> ● Rotoreffektive Belastungsgrößen - Verspätete Reaktion durch Messung der Anlagenreaktion auf Windgeschwindigkeitsänderungen und langsame Blattverstellung + Direkte Messung der Belastungen, daraus berechnete Regelgrößen + Berücksichtigung aller Störungen/ Belastungen
Gesamtsystem	Herausforderung/ Aussichtsreiche Ansätze: <ul style="list-style-type: none"> ● Unsicherheit Windevolution: Filter mit adaptiver Korrelation (Forschung, Simulation von Felddaten [63,144] in 2014/15), Berücksichtigung Induktion (Forschung, Simulation [145] in 2016) ● Komplexe Windfeldrekonstruktion: 2D-Rekonstruktion mit CFD ([146] in 2016), 3D-Rekonstruktion mit rekursivem LQR ([147] in 2018) ● Optimierung Messkonfiguration für Schräganströmung 	<ul style="list-style-type: none"> ● Robuste Regelung
Beeinflusste Komponenten	<ul style="list-style-type: none"> + Ideal: $\Delta M_{\text{Schlag}} > 20 \%$, $\Delta M_{y/zN} \sim 8 \%$ - Real: $5 \% < \Delta M_{\text{Schlag}} < 15 \%$, $\Delta M_{y/zN} < 6 \%$ - Starke Zunahme der Blattverstellaktivität, Blattlager ● Kompensation $\gamma_{h/v}$ nur ideal und bei starker Schräganströmung relevant 	<ul style="list-style-type: none"> ● $\Delta M_{\text{Schlag}} > 15 \%$, $\Delta M_{y/zN} \sim 4 \%$ - Starke Zunahme der Blattverstellaktivität, Blattlager

Weitere Nutzung der Sensorik	<ul style="list-style-type: none"> • Kollektive Blattvorsteuerung zur Betriebslastreduktion Turm und Blatt (robust, erfolgreicher Feldtest [63,64]) • LiDAR-basierte Betriebsführung zur Extremlastreduktion (Forschung, [148,149] in 2017/18) • Schräganströmungsdetektion zur Ertragssteigerung (z. B. [60], ggf. konträre Messkonfiguration) • Analyse von Leistungskurven (Forschung, [150,151] in 2017/18, ggf. konträre Messkonfiguration) 	<ul style="list-style-type: none"> • 2p- bis xp-IPC zur Betriebslastreduktion (2p-IPC erprobt in [12] und in dieser Arbeit) • Condition Monitoring Blatt, abh. vom Sensortyp, z. B. Eiserkennung und starke Schädigungen • Kollektive Blattvorsteuerung/Böenerkennung bei Belastungsanstieg (z. B. Patent [152]) • Regelung des Rotorschubs (z. B. Patent [153]) • Schräganströmungsdetektion (z. B. Patent [154,155])
Herausforderung Einsatz Sensorik	<p>Prototyp Forschung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Geräte mit ausreichend MP zur DWFR bestenfalls als Forschungsvorhaben (Scannerentwicklung in „ANWIND“) <p>Kommerzielle Nutzung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Keine Geräte mit ausreichend MP/Ebenen verfügbar • Teure Sensorik • Zuverlässige Sensorik, Umgang mit Aerosolmangel 	<p>Kommerzielle Nutzung (in der Serie):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lebensdauer Sensorik und Befestigung > 20 Jahre: FGB aussichtsreich, kostengünstiger Stabsensor [156] oder lasergebundene Abstandsmessung (Fa. Windcomp) als Alternative, DMS ungeeignet durch geringe Langzeitstabilität • Zuverlässige Kalibrierung

Es ist unübersehbar, dass die Vorsteuerung im Gegensatz zur Regelung noch einige systematische Weiterentwicklungen benötigt, um zumindest als Prototyp betrieben werden zu können. Neben der Windevolution und der Windfeldrekonstruktion liegen die Herausforderungen in der Bereitstellung eines geeigneten LiDAR-Gerätes. Unter idealen Bedingungen lassen sich die Anlagenbelastungen mit der Vorsteuerung stärker bzw. mit einem geringeren Stellaufwand als mit der Regelung reduzieren. Es bleibt abzuwarten, wie stark sich reale Ergebnisse in der Zukunft daran annähern werden. Die abgeschätzten Kosten von mehr als 100 t€ für aktuelle mehrstrahlige LiDAR-Prototypen liegen deutlich über denen einer geeigneten BWB-Sensorik mit wenigen t€. Auch bei deutlicher Preisreduktion in der Zukunft hält es die Autorin für unwahrscheinlich, dass die Einzelblattverstellung (alleiniger) Treiber zur Nutzung von LiDAR-Geräten wird. Vielmehr bietet sich eine Mehrfachnutzung der Sensorik an, wobei besonders die kollektive Vorsteuerung mit Aussicht auf Extremlastdetektion aussichtsreich scheint. Die Mehrfachnutzung ist jedoch kein Alleinstellungsmerkmal des LiDAR-Gerätes. Auch die gemessenen BWB können mehrfach genutzt werden, sodass beim wirtschaftlichen Einsatz sowohl der einen als auch der anderen neuen Sensorik stets eine Vielzahl von Aspekten berücksichtigt werden muss.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Ein Möglichkeit, die spezifischen Energiekosten von WEA zu senken, ist der Einsatz von lastreduzierenden Regelungsverfahren wie der Einzelblattverstellung zur Minimierung asymmetrischer Rotorbelastungen. Dabei sind unterschiedliche Konzepte denkbar; vorwiegend erforscht ist eine Regelung auf Basis von Belastungsmessungen. Mit Weiterentwicklung der LiDAR-Technologie eröffnet sich die Möglichkeit, Informationen über das einströmende Windfeld weit vor der Anlage zu erhalten, die Blattwinkel vorausschauend einzustellen und so die Verzögerungen einer Belastungsmessung und der Blattverstellung zu umgehen. Ziel dieser Arbeit ist die Potenzialanalyse einer LiDAR-basierten Einzelblattvorsteuerung als Alternative zur Einzelblattregelung auf Basis gemessener Blattwurzelbiegemomente. Diese bisher in der Forschung nur oberflächlich behandelte Vorsteuerung enthält zusätzlich zur Scherung die Kompensation der Schräganströmung. Neben der Entwicklung eines geeigneten Entwurfsmodells und einer linearen Vorsteuerung liegen die Schwerpunkte der Arbeit im Aufbau einer adäquaten Simulationsumgebung und der Entwicklung einer praxistauglichen Einzelblattregelung, die sowohl simulativ als auch im Feld validiert wird. Die Ergebnisse dieser Arbeit wurden im Rahmen des vom BMWi geförderten Forschungsprojektes „3I-Blade Control“ der Firma Senvion in Kooperation mit dem RTM an der TU Darmstadt und dem SWE an der Uni Stuttgart erarbeitet.

Eine umfangreiche Einordnung des Themas in den Stand der Technik von WEA unter Berücksichtigung allgemeiner Anforderungen an WEA, daraus resultierender Anforderungen an die Regelung sowie der Weiterentwicklung von Regelungen für WEA in Kapitel 2 motiviert die Arbeit. Da ein großer Teil der Verifikation und Validierung der Entwurfsmodelle und Regelungskonzepte simulativ erfolgt, erfordert eine transparente Potenzialanalyse die Vorstellung der komplexen Simulationsumgebung in Kapitel 3. Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Simulationsumgebung der Firma Senvion mit „Flex5“ zur aeroelastischen Anlagensimulation und „Vindsim“ zur Erzeugung der Windfelder um eine ideale und reale LiDAR-Messkette erweitert. Der Erfolg realer LiDAR-basierter Regelungskonzepte hängt stark von der LiDAR-Konfiguration, also Geräte-Typus und Anordnung der Messpunkte, und der Methode zur Windfeldrekonstruktion ab. In dieser Arbeit werden die aktuellen Ansätze des Kooperationspartners SWE zur Optimierung der LiDAR-Konfiguration herangezogen sowie deren „Statische“ und „Dynamische Windfeldrekonstruktion“ eingesetzt.

Die Basis eines jeden modellbasierten Reglerentwurfes bildet ein Systemmodell, welches die relevante Systemdynamik möglichst einfach und transparent abbildet. Analog zur Einzelblattregelung erfolgen in Kapitel 4 für die Einzelblattvorsteuerung nach Klärung der Ziele und Rahmenbedingungen die Aufstellung eines Entwurfsmodells und weitergehenden Systembetrachtungen. Das Entwurfsmodell für die Regelung orientiert sich stark an Modellierungsansätzen des ECN. Durch Linearisierung der Aerodynamik und der Transformation ins stehende System ergeben sich parametervariable, zeitinvariante Modelle für die annähernd konstanten Anteile

(1p-LZI-Modell), die 3p-Anteile (2p-LZI-Modell) der Nick- und Giermomente. Die Systembetrachtungen zeigen, dass eine dezentraler Reglerentwurf möglich ist. Für die Einzelblattvorsteuerung impliziert die Analyse der Ziele und vorliegenden Rahmenbedingen einen vorausschauende, individuellen Ansatz zur Kompensation der 1p-Blattbelastungen im Nennlastbereich. Die Belastungen werden durch ein inhomogenes Windfeld hervorgerufen, welches sich durch die Windfeldvariablen vertikale und horizontale Scherung und Schräganströmung sowie Windgeschwindigkeit als rotoreffektive Mittelwerte beschreiben lässt. Für den Entwurf der Einzelblattvorsteuerung wird ein vereinfachtes aerodynamisches Modell auf Grundlage der BEM-Theorie erstellt und größtenteils mithilfe eines komplexen Simulationsmodells verifiziert. Systemuntersuchungen anhand des vereinfachten Modells zeigen annähernd harmonische Blattbelastungsverläufe über dem Umlauf bei Windscherung oder Schräganströmung, wobei Amplitude und Phase zum Teil stark von der Windgeschwindigkeit abhängen.

Um das Verhalten bei Schräganströmung adäquat abbilden zu können, berücksichtigt das vereinfachte Modell für den Entwurf der Vorsteuerung den *skewed wake effect* in einem weitverbreiteten Modellierungsansatz nach Glauert mit einer Parametrierung nach Pitt & Peters. Eine Literaturrecherche zur Modellierung des Effektes bei Rotoren jeglicher Art in Kapitel 5 zeigt jedoch, wie umstritten und widersprüchlich die Parametrierung ist. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Parameter zunächst anhand eines komplexen Anlagenmodells mit einem alternativen aerodynamischen Modell abgeschätzt. Es folgt eine Verifikation mittels selektiver Vermessungen einer 3 MW Anlage, wofür zunächst eine Strategie zur Messdatenauswertung entwickelt werden muss. Verifiziert wird die Parametrierung nach Pitt & Peters zuzüglich einer zusätzlichen Skalierung mit dem Faktor 0.3. Damit ist der Einfluss des *skewed wake effect* auf den Belastungsverlauf des Blattes bei Schräganströmung im Nennlastbereich gering.

Auf den Entwurfsmodellen aufbauend, kann in Kapitel 6 der Entwurf der Einzelblattregelung und Einzelblattvorsteuerung erfolgen. Die Einzelblattregelung lässt sich dezentral mit vier SISO-Reglern für die konstanten und die 3p-Anteile des Gier- und des Nickmomentes aufbauen. Dabei kommen PI-Regler mit Gain-Scheduling zum Einsatz. Nichtlinearitäten und Sicherheitsaspekte werden praxistauglich mittels dynamischer Geschwindigkeitsbegrenzung des Blattes, einer Beschränkung der Blattwinkelamplitude und Anti Wind Up berücksichtigt. Die Einzelblattvorsteuerung wird als reine Störgrößenaufschaltung mit statischer Kompensation aufgebaut. Anhand des vereinfachten Modells werden optimalen Kompensationsstrategien untersucht, die zu einem effektiven, vereinfachten Algorithmus führen: Die Kompensation kann zyklisch erfolgen, ist linear von der jeweiligen Windfeldvariablen mit Gain-Scheduling über der Windgeschwindigkeit abhängig und lässt sich linear für das komplexe Windfeld überlagern.

Die Wirksamkeit der entwickelten Einzelblattregelung und der -vorsteuerung bzw. der eingesetzten Sensorik wird in Kapitel 7 mithilfe umfangreicher Simulationsstudien und Feldversuchen (nur Regelung) untersucht. Für beide Konzepte ist die Reduktion der Ermüdungslasten im Blatt und im stehenden System beachtlich, genauso wie die Zunahme der mittleren Blattverstellgeschwindigkeit. Die grundsätzliche Bedeutung der Einzelblattverstellung für die Gesamtan-

lage wird diskutiert und abschließend die unterschiedlichen Ansätze gegenübergestellt. Unter idealen Bedingungen lassen sich die Anlagenbelastungen mit der Vorsteuerung stärker bzw. mit einem geringeren Stellaufwand als mit der Regelung (bei Vergleich mit 1p-IPC) reduzieren. Der Einfluss der Schräganströmungskompensation ist dabei jedoch gering. Unter real simulierten Bedingungen sinkt die Lastreduktion der Vorsteuerung zum Teil drastisch, was vor allem auf die ungenügend genaue Windfeldrekonstruktion zurückzuführen ist.

Während für die bereits weit erforschte Einzelblattregelung auf Basis der gemessenen Blattwurzelbiegemomente im Rahmen dieser Arbeit ein praxistaugliches Konzept entwickelt und validiert werden konnte, ist der Bedarf an einer systematischen Weiterentwicklung des LiDAR-basierten Vorsteuerkonzeptes vor einem Prototypenbetrieb unübersehbar. Die möglichen Forschungsschwerpunkte sind dabei vielfältig. Neben allen in dieser Arbeit vorgestellten Teilaspekten wie dem Kompensationsalgorithmus an sich, den Windmodellen für unterschiedliche Zwecke, der Windfeldrekonstruktion und den Optimierungsalgorithmen zur LiDAR-Konfiguration, umfassen sie die Entwicklung geeigneter realer LiDAR-Geräte und die Erforschung zusätzlicher Verwendungsmöglichkeiten der LiDAR-Messwerte.

In Anbetracht der immer länger und schlanker werdenden Blätter, scheint es angebracht, zukünftig auch die über den Umlauf schwankende Torsion der Blätter mit einem erweiterten **Algorithmus** der Einzelblattverstellung zu kompensieren. Als Alternative zu rotoreffektiven Windfeldvariablen würde sich gerade für größere Rotoren die Nutzung von effektiven Variablen einer Teilfläche des Rotors ($1/2 R$ oder $1/4 R$) als Eingänge des Kompensationsalgorithmus anbieten. Zentrale Voraussetzung für dafür bzw. allgemein für jede Verbesserung des Vorsteuerungskonzeptes ist ein besseres **Verständnis des Windes**, dem aktuell in mehreren Forschungsvorhaben wie beispielsweise dem Nachfolgeprojekt „ANWIND“ nachgekommen wird, und die Weiterentwicklung der **Windfeldrekonstruktion**. Zur „Dynamischen Windfeldrekonstruktion“ des SWE gab es in den vergangenen Jahren einige wenige Alternativen von Kapp [157] und Guillemin et al. [147]. Besonders aussichtsreich erscheint jedoch der Ansatz von Towers et al. [146], in dem das Windfeld auf Basis vereinfachter Navier-Stokes-Gleichungen in Kombination mit einem Unscented Kalman-Filter rekonstruiert wird. Vorliegend für ein 2D-Windfeld ist hier jedoch noch eine Erweiterung auf das 3D-Windfeld notwendig. Eine Erweiterung ist ebenfalls für das „Korrelationsmodell“ des SWE erforderlich, um die **LiDAR-Messkonfiguration** auch zur Kompensation der Schräganströmung **optimieren** zu können.

Der Forschungsschwerpunkt der LiDAR-basierten Vorsteuerung liegt aktuell auf einer kollektiven Vorsteuerung. Dementsprechend weisen die (Prototypen-) **Geräte** unterschiedlicher Hersteller insgesamt viel zu wenige Messpunkte für eine Einzelblattvorsteuerung aus, kommerzielle Scanner sind zu langsam für den Einsatz. Lediglich in Forschungsprojekten wie „ANWIND“ wird an einem schnellen Scanner gearbeitet. Eine umfassende Weiterentwicklung der Geräte ist jedoch erst zu erwarten, wenn die LiDAR-basierte Vorsteuerung ganz allgemein ein marktrelevantes Thema geworden ist. Unter Umständen ist die Erforschung einer LiDAR-basierten Extremlastreduktion der nächste Schritt in Richtung Marktrelevanz. Dabei sind die

aktuell untersuchten Beschreibungen realistischer, extremer Windverhältnisse und die Vorhersage bzw. Detektion dieser mithilfe von LiDAR-Messdaten von zentraler Bedeutung [148,149]. Genauso denkbar ist es jedoch, dass die Summe unterschiedlicher **Nutzungsmöglichkeiten** der LiDAR-Messdaten wie der kollektiven und individuellen Vorsteuerung zur Ermüdungs- und Extremlastreduktion, einer Schräganströmungsdetektion zur Ertragssteigerung und diverse Analysemöglichkeiten zu einer kommerziellen Nutzung der Geräte führen.

Als Ergänzung des Ausblicks sei auf die Übersicht der grundsätzlichen und sensorbezogenen Herausforderungen, aussichtsreichen Ansätzen sowie weiterer Einsatzmöglichkeiten der Sensorik in Tabelle 7.1 verwiesen.

A Anhang

A.1 Spezifische Frequenzen des rotierenden und stehenden Systems

Bei Durchlaufen des Rotorwindfeldes erfährt das Blatt vor allem durch die vertikale Windscherung fluktuierende Belastungen. So treten im Blattbiegemoment hohe Anteile bei 1p und dessen Harmonischen auf. Wie in Abbildung A.1 für Simulationsdaten dargestellt, korrelieren die 1p-Belastungen des Blattes mit konstanten Belastungen im stehenden System, 2p- mit 3p-Belastungen und 4p- mit 3p-Belastungen. 3p-Belastungen der rotierenden Blätter heben sich bereits an der rotierenden Welle auf.

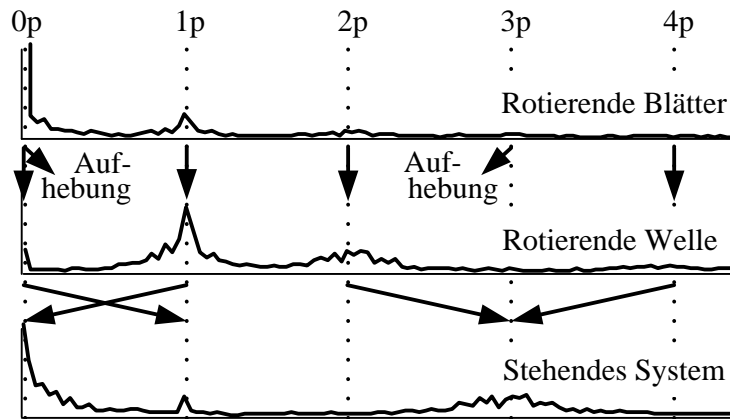


Abbildung A.1: Frequenzspektrum der Belastungen des rotierenden Blattes und der Welle sowie des stehenden Systems aus „Flex5“-Simulationen.

Diese Zusammenhänge lassen sich auch mathematisch erläutern: Das Nickmoment M_{yN} , exemplarisch für die Belastungen des stehenden Systems, ergibt sich als geometrische Summe der Blattwurzelbiegemomente aus der Ebene hinaus M_{yBi} (gemäß Abbildung 4.1):

$$M_{yN} = - \sum_{i=1}^3 \cos \psi_i M_{yBi} \quad (A.1)$$

Die Blattwurzelbiegemomente können vereinfacht als zu Blatt 1 phasenverschobene harmonische Schwingungen mit der Amplitude A_i beschrieben werden. Liegen 1p-Blattbelastungen mit maximalem Biegemoment bei nach oben stehendem Blatt vor, ergibt sich das Nickmoment zu:

$$\begin{aligned}
M_{yN} &= -[\cos(\psi) M_{yB1} + \cos(\psi + 120) M_{yB2} + \cos(\psi + 240) M_{yB3}] \\
&= -[A_1 \cos(\psi) \cos(\psi) + A_2 \cos(\psi + 120) \cos(\psi + 120) \\
&\quad + A_3 \cos(\psi + 240) \cos(\psi + 240)] \\
&= -\frac{1}{2} [A_1 (\cos(2\psi) + \cos(0)) + A_2 (\cos(2\psi + 240) + \cos(0)) \\
&\quad + A_3 (\cos(2\psi + 120) + \cos(0))] \\
&\approx C
\end{aligned} \tag{A.2}$$

$$\text{mit } \cos x_1 \cos x_2 = \frac{1}{2} [\cos(x_1 + x_2) + \cos(x_1 - x_2)] \cdot$$

Unter der Annahme ähnlich großer Amplituden A_i , ergibt sich eine Konstante C im stehenden System. Liegen 2p-Blattbelastungen vor, schlagen sich diese als 3p- Belastungen im stehenden System nieder:

$$\begin{aligned}
M_{yN} &= -[A_1 \cos(\psi) \cos(2\psi) + A_2 \cos(\psi + 120) \cos(2\psi + 240) \\
&\quad + A_3 \cos(\psi + 240) \cos(2\psi + 480)] \\
&= -\frac{1}{2} [A_1 (\cos(3\psi) + \cos(-\psi)) + A_2 (\cos(3\psi) + \cos(-\psi - 120)) \\
&\quad + A_3 (\cos(3\psi) + \cos(-\psi - 240))] \\
&\approx C \cos(3\psi) \cdot
\end{aligned} \tag{A.3}$$

Liegen 3p-Blattbelastungen vor, heben sich diese im stehenden System auf:

$$\begin{aligned}
M_{yN} &= -[A_1 \cos(\psi) \cos(3\psi) + A_2 \cos(\psi + 120) \cos(3\psi) + A_3 \cos(\psi \\
&\quad + 240) \cos(3\psi)] \\
&= -\frac{1}{2} [A_1 (\cos(4\psi) + \cos(-2\psi)) \\
&\quad + A_2 (\cos(4\psi + 120) + \cos(-2\psi + 120)) \\
&\quad + A_3 (\cos(4\psi + 240) + \cos(-2\psi + 240))] \\
&\approx 0 \cdot
\end{aligned} \tag{A.4}$$

Liegen 4p-Blattbelastungen vor, schlagen sich diese als 3p- und 5p-Belastungen im stehenden System nieder:

$$\begin{aligned}
M_{yN} &= -[A_1 \cos(\psi) \cos(4\psi) + A_2 \cos(\psi + 120) \cos(4\psi + 120) \\
&\quad + A_3 \cos(\psi + 240) \cos(4\psi + 240)] \\
&= -\frac{1}{2} [A_1 (\cos(5\psi) + \cos(-3\psi)) + A_2 (\cos(5\psi) + \cos(-3\psi)) \\
&\quad + A_3 (\cos(5\psi) + \cos(-3\psi))] \\
&\approx C (\cos(5\psi) + \cos(-3\psi)) .
\end{aligned} \tag{A.5}$$

A.2 Parametrierung des Entwurfsmodells für die Einzelblattregelung

Bestimmung der Turmparameter

Die effektive Turmkopfmasse m_T setzt sich nach [22] aus der Masse der drei Blätter, der Nabe, der Gondel, sowie 25.3 % der Turmmasse zusammen. Die Turmsteifigkeit s_T ergibt sich bei beispielsweise aus der komplexen Simulation bekannter erster Turmeigenfrequenz f_{T0} zu:

$$s_T = (2\pi f_{T0})^2 m_T . \tag{A.6}$$

Die Turmdämpfung d_T berücksichtigt den Dämpfungsgrad D , welcher im Rahmen eines studentischen Projektes von Gong et al. in [158] zu 0.02 bestimmt wurde:

$$d_T = 2m_T D f_{T0} 2\pi . \tag{A.7}$$

Bestimmung der aerodynamischen Verstärkungen

Die aerodynamischen Verstärkungen

$$h_{M_{yB}} = \frac{\Delta M_{yB}}{\Delta v_{\text{rel}}} , \tag{A.8}$$

$$h_{M_{xB}} = \frac{\Delta M_{xB}}{\Delta v_{\text{rel}}} = \frac{1}{3} \frac{\Delta M_{xN}}{\Delta v_{\text{rel}}} , \tag{A.9}$$

$$h_{F_{xB}} = \frac{\Delta F_{xB}}{\Delta v_{\text{rel}}} = \frac{1}{3} \frac{\Delta F_{xN}}{\Delta v_{\text{rel}}} , \tag{A.10}$$

$$h_{F_{yB}} = \frac{\Delta F_{yB}}{\Delta v_{\text{rel}}}, \quad (\text{A.11})$$

$$k_{M_{yB}} = \frac{\Delta M_{yB}}{\Delta \beta}, \quad (\text{A.12})$$

$$k_{M_{xB}} = \frac{\Delta M_{xB}}{\Delta \beta} = \frac{1}{3} \frac{\Delta M_{xN}}{\Delta \beta}, \quad (\text{A.13})$$

$$k_{F_{xB}} = \frac{\Delta F_{xB}}{\Delta \beta} = \frac{1}{3} \frac{\Delta F_{xN}}{\Delta \beta}, \quad (\text{A.14})$$

$$k_{F_{yB}} = \frac{\Delta F_{yB}}{\Delta \beta} \quad (\text{A.15})$$

lassen sich, wie in [8] dargestellt, aus dem Leistungsbeiwert c_p und dem Schubbeiwert c_s berechnen. Diese Beiwerte liegen für häufig verwendete Anlagenmodelle wie die 5 MW NREL-Anlage bereits vor oder können verhältnismäßig schnell mithilfe von Simulationen der komplexen Anlage erzeugt werden. Während sich das antreibende Moment M_{xN} , die Schubkraft F_{xN} und damit auch die dazugehörigen Koeffizienten direkt berechnen lassen, sind zur Bestimmung der anderen Koeffizienten folgende weitere Betrachtungen notwendig.

Das Blattschubmoment M_{yBi} ergibt sich aus der bekannten Blattschubkraft F_{xBi} und dem unbekannten Angriffspunkt R_x . Mithilfe des bekannten antreibenden Blattmomentes M_{xBi} und des ebenfalls unbekannten Angriffspunktes R_y lässt sich die antreibende Blattkraft F_{yBi} berechnen:

$$M_{yBi} = F_{xBi} R_x, \quad (\text{A.16})$$

$$F_{yBi} = \frac{M_{xBi}}{R_y}. \quad (\text{A.17})$$

Zur Herleitung der Angriffspunkte wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die aerodynamische Effizienz über den gesamten Rotor in einem Arbeitspunkt konstant ist.³⁴ Zum einen wird die Schubkraft dF_{xN} auf einer Teilfläche dA des Rotors damit als proportional zur Größe der Teilfläche angenommen:

³⁴ Diese Annahme wird im Teillast- und unteren Nennlastbereich erfüllt. Bei hohen Windgeschwindigkeiten sind die Streckenlasten der Schubkraft und der antreibenden Kraft bei ca. $1/3R$ am größten und fallen zur Wurzel und zur Blattspitze hin ab.

$$dF_{xN} \sim dA = 2\pi r dr . \quad (\text{A.18})$$

Die Streckenlast der Schubkraft $f_x(r)$ nimmt damit linear mit dem Radius zu:

$$f_x(r) = C_1 r . \quad (\text{A.19})$$

Zum anderen wird die Leistung dP auf einer Teilfläche dA des Rotors als proportional zur Größe der Teilfläche betrachtet:

$$dF_{yN} r \omega = dP \sim dA = 2\pi r dr . \quad (\text{A.20})$$

Die Streckenlast der antreibenden Kraft $f_y(r)$ ist damit konstant:

$$f_y(r) = C_2 . \quad (\text{A.21})$$

Für diese in Abbildung A.2 dargestellten geometrischen Formen der Streckenlast, dem Dreieck und dem Rechteck, lassen sich die Angriffspunkte der resultierenden Kräfte einfach berechnen oder direkt der Literatur (z. B. [159]) entnehmen.

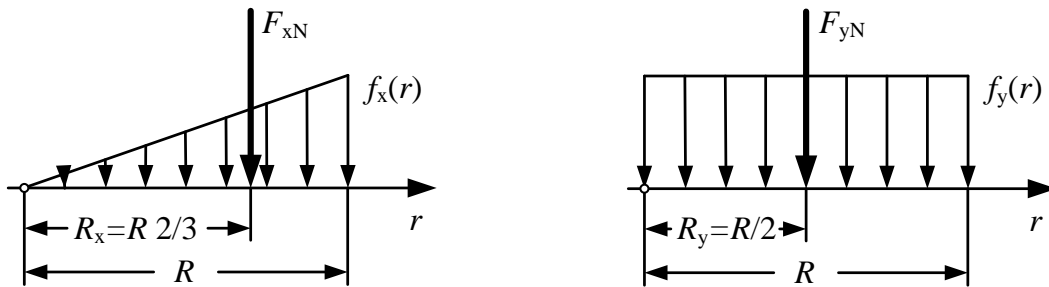


Abbildung A.2: Geometrische Streckenlasten mit Angriffspunkten der resultierenden Kräfte. Rechts: Dreiecksbelastung. Links: Rechteckbelastung.

Vereinfachend greifen die Blattschubkraft F_{xBi} im Angriffspunkt $R_x = R \cdot 2/3$ und die antreibende Blattkraft F_{yBi} im Angriffspunkt $R_y = R/2$ an. Mit diesem Zusammenhang lassen sich nun sämtliche aerodynamischen Verstärkungen aus dem Leistungsbeiwert c_p und dem Schubbeiwert c_s berechnen. Als Abweichungen vom Arbeitspunkt bieten sich $\Delta\beta = 1^\circ$ und $\Delta v_{rel} = 1 \text{ m/s}$ an.

Alternativ können die aerodynamischen Parameter mithilfe des in Abschnitt 4.5 vorgestellten Entwurfsmodells der Einzelblattvorsteuerung bestimmt werden. Im Gegensatz zu den c_p - und c_s -Tabellen, die aus der komplexen Simulation gewonnen werden, berücksichtigt das Entwurfsmodell nur die reine Aerodynamik und ist hinsichtlich der Rückwirkungen auf die Struktur fehlerbehaftet. Auf der anderen Seite werden die Blattschubkräfte und antreibenden Kräfte direkt berechnet und nicht angenähert, was wiederum zu einer präziseren Bestimmung der Koeffi-

zienten für jeden Arbeitspunkt führt. In dieser Arbeit erfolgt die Berechnung der aerodynamischen Koeffizienten mithilfe des Entwurfsmodells für die Vorsteuerung. Die stichpunktartige Verifikation in Abschnitt 4.5.1 bestätigt eine gute Übereinstimmung mit dem komplexen Modell. Ein Vergleich der mittels c_p und c_s bestimmten Koeffizienten und der Koeffizienten, welche mithilfe des Entwurfsmodells ermittelt wurden, zeigt am Beispiel der 5 MW NREL-Anlage vertretbare Unterschiede von 10 %. Lediglich $k_{F_{yB}}$ weicht um 40 % ab, was auf eine zu starke Vereinfachung der Annahme, die Leistung sei proportional zur Größe der Teilfläche (A.20), schließen lässt.

A.3 Verifikation des Entwurfsmodells für die Einzelblattregelung

Zur Verifikation des bzw. der Entwurfsmodelle wird das dynamische und statische Verhalten betrachtet und mit dem komplexen „Flex5“-Modell verglichen.

Das dynamische Verhalten wird beispielhaft anhand des 1p LZ-Entwurfsmodells (EM 1p-IPC) untersucht. Bei konstantem Wind im Nennlastbereich (16 m/s) ohne Scherung und Schräganströmung ändert sich der Sollwert des Blattwinkels sprunghaft um 1° . In Abbildung A.3 ist der Verlauf zentraler Modellgrößen als Abweichung vom Arbeitspunkt dargestellt. Eine Simulation des Turmvorstaus in „Flex5“ entfällt. Beide Modelle zeigen eine gute Übereinstimmung:

- Blattistwinkel β : Um eine möglichst gute Übereinstimmung mit dem „Flex5“-Modell zu erhalten, wird als Istwert der mittels PT1-Glied geglätteten Sollwert verwendet.
- Generatorzahl ω_{Gen} : Sie fällt kurz nach dem Sprung mit derselben Geschwindigkeit ab. Während die Drehzahl im nichtlinearen „Flex5“-Modell nach 15 s einen neuen stationären Endwert erreicht, nimmt sie im linearisierten Entwurfsmodell wie erwartet konstant ab.
- Longitudinale Turmbewegung x_{long} : Der Turm schwingt nach dem Sollwertsprung in beiden Modellen mit derselben Frequenz, die Schwingungsamplitude und die Ausschwingzeit sind sehr ähnlich. Der stationäre Endwert befindet sich in derselben Größenordnung, im Entwurfsmodell ist dieser größer.
- Laterale Turmbewegung x_{lat} : In beiden Modellen ist die laterale Turmbewegung sehr gering und wird durch den Sollwertsprung nicht sichtbar angeregt.
- Nickmoment M_{yN} : Im „Flex5“-Modell kommt es aufgrund des Konuswinkels des Rotors und der Gondelneigung sowie des Eigengewichtes der Blätter auch ohne Störungen oder Stellgrößenänderungen zu leichten deterministischen Schwankungen. Beim Sollwertsprung sind die Schwingungen mit Turmeigenfrequenz im Entwurfsmodell etwas geringer als in „Flex5“, die Ausschwingzeit ist ähnlich.

In diesem Beispiel ist die Kopplung von Turmbewegung und Nickmoment im „Flex5“-Modell deutlich zu erkennen, welche auch im Entwurfsmodell u. a. in der relativen Blattwindgeschwin-

digkeit (4.12) korrekt abgebildet wird. Weitere relevante Kopplungen oder dynamischen Effekte, die im Entwurfsmodell nicht berücksichtigt werden, sind im „Flex5“-Modell nicht zu beobachten.

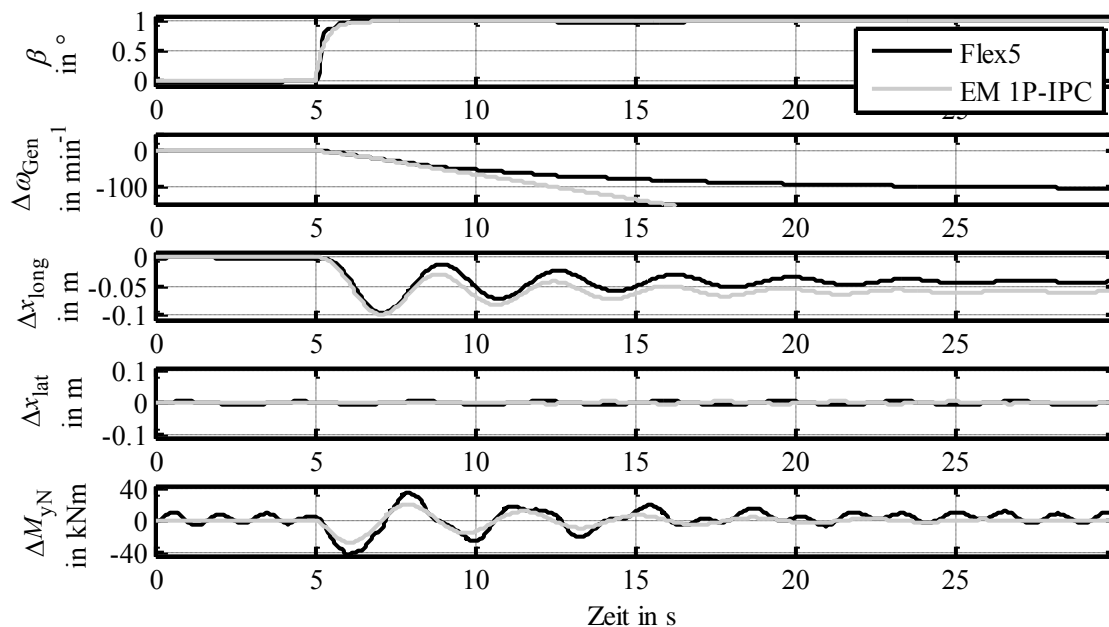


Abbildung A.3: Das dynamische Verhalten von „Flex5“ und dem Entwurfsmodell der 1p-IPC bei einem Sprung des Sollblattwinkels um 1° und einer konstanten Windgeschwindigkeit von 16 m/s.

Das statische Verhalten wird stichpunktartig untersucht: Für die Reglerauslegung in Abschnitt 6.1.2 ist lediglich der Koeffizient $k_{M_{yB}}$ von Interesse, also die Änderung des Schubs in Abhängigkeit vom Blattwinkel. Diese Größe wird im „Flex5“-Modell durch Anheben des Blattwinkels im 1° für einen Arbeitspunkt im Nennlastbereich (16 m/s) ermittelt. Der „Flex5“-Koeffizient und der Koeffizient des Entwurfsmodells, welcher mithilfe des in Abschnitt 4.5 vorgestellten Entwurfsmodells der Einzelblattvorsteuerung ermittelt wurde, weichen um 3,5 % voneinander ab. Diese Abweichung ist gering und für die Reglerauslegung des sich als stets stabil herausstellenden Regelkreises unproblematisch.

A.4 Einzelblattregelung im Nachlauf

Um möglichst große Nachlaufeffekte zu erzielen, wird eine niedrige, häufig vorkommende Turbulenzintensität von 10 %³⁵ über den gesamten Betriebsbereich gewählt. Der Abstand der Anlagen wird mit $3D$ ³⁶ realistisch angenommen. In Anlehnung an die Norm IEC 614001-1 Ed.4

³⁵ 10 % TI liegt häufig in Vermessungen vor. Leistungskurven werden üblicherweise für TI um 10 % gewährleistet.

³⁶ Bei Abständen über $4D$ ist der Nachlaufeffekt gering, bei geringerem Abstand als $3D$ müssen Anlagen aufgrund der starken Belastung oft abgeschaltet werden.

(CDV) [160], werden die folgenden fünf Nachlaufwinkel θ_{NL} für direkten und partiellen Nachlauf gewählt

$$\theta_{\text{NL}} = 0^\circ; \pm \arcsin\left(\frac{D}{2s}\right); \pm \arcsin\left(\frac{D}{2s}\right) 1.5, \quad (0.22)$$

wobei s der Abstand zwischen zwei Anlagen im direkten Nachlauf ist. Aufgrund des hohen Rechenaufwands zur Erzeugung der Nachlauffelder und der anschließender Simulation werden statt drei nur eine Zeitreihe pro mittlerer Windgeschwindigkeit und Nachlaufwinkel verwendet.

Durch den Nachlauf steigt die effektive Turbulenz und entspricht statt einer Turbulenzintensität von 10 % eher einer Turbulenz der Klasse B. Zur Beurteilung der Lastreduktion durch die Einzelblattregelung im Nachlauf werden daher die Szenarien a-g betrachtet. Es erfolgt jeweils eine Simulation mit dem Referenzregler und eine mit IPC der Konfiguration F aus Abschnitt 7.3.

- a. 10 % TI
- b. B Turbulenz
- c. $\theta_{\text{NL}} = -\arcsin\left(\frac{D}{2s}\right) 1.5$
- d. $\theta_{\text{NL}} = -\arcsin\left(\frac{D}{2s}\right)$
- e. $\theta_{\text{NL}} = 0^\circ$
- f. $\theta_{\text{NL}} = +\arcsin\left(\frac{D}{2s}\right)$
- g. $\theta_{\text{NL}} = +\arcsin\left(\frac{D}{2s}\right) 1.5$

Der in Abbildung A.4 visualisierte Einfluss der Einzelblattregelung ist für die einzelnen Szenarien sehr unterschiedlich. Für die Einordnung der Ergebnisse ist eine qualitative Bewertung der unterschiedlichen Windbedingungen hilfreich.

Auffällig für die frei angeströmte Anlage (a, b) ist die deutlich erhöhte prozentuale Reduktion der Lasten, insbesondere des Blattes, bei 10 % Turbulenzintensität im Vergleich zu B-Turbulenz. Bei noch höherer Turbulenz, siehe Konfiguration F in Abbildung 7.1 mit A-Turbulenz, fällt die Reduktion noch ein wenig geringer aus. Mit zunehmender Turbulenz steigen die stochastischen Belastungen, welche offenbar nicht ganz so effektiv wie die deterministischen kompensiert werden können. Dies macht sich insbesondere für die Belastung des Blattes bemerkbar; hier haben 1p-Belastungen, welche hauptsächlich durch das Höhenprofil des Windes hervorgerufen werden, den höchsten Schädigungsanteil.

Der direkte Nachlauf (e) sorgt für ein starkes Geschwindigkeitsdefizit und hohe Turbulenz. Der Einfluss des Höhenprofils nimmt anscheinend ab und damit auch die prozentuale Lastreduktion. Weshalb das Giermoment nicht so erfolgreich wie das Nickmoment reduziert werden kann, ist derzeit unklar.

Der partielle Nachlauf (c,d,f,g) sorgt durch ein Geschwindigkeitsdefizit auf einer Seite des Rotors oder nur an dessen Rand für eine starke bis mittlere Zunahme der Turbulenzintensität und starke 1p-, aber auch 2p-Belastungen der Blätter. Die prozentuale Reduktion ist größer als im direkten Nachlauf, diese Belastungen lassen sich anscheinend gut kompensieren/ haben anscheinend deterministischen Charakter.

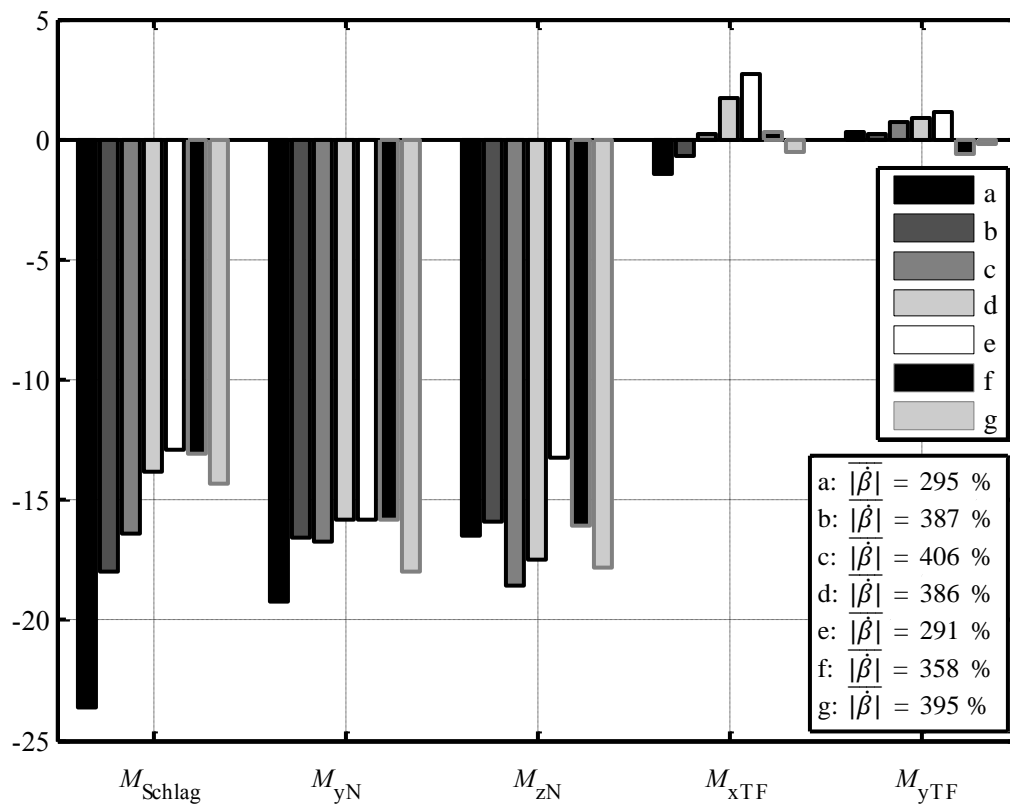


Abbildung A.4: Änderung der DEL relevanter Größen einer 3 MW WEA mit IPC (F) bei ungestörter Anströmung unterschiedlicher Turbulenz (a und b) und in unterschiedlichen Nachlaufsituationen.

Literatur

- [1] *Global Wind Energy Council: Global Wind Statistics 2017, 2018.*
- [2] *BP Europa SE, <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/renewable-energy/wind-energy.html>.*
- [3] *Bundesministerium für Wirtschaft und Umwelt: EEG in Zahlen, 2017.*
- [4] *Statistisches Bundesamt: Preise.Verbraucherpreisindizes für Deutschland, Lange Reihen ab 1948, 2018.*
- [5] *Brielmaier, A.: Regelungs- und Steuerungsanlage zur Verstellung der Flügel des Windrads eines Windkraftwerks. DE 3009922 A1, 1981.*
- [6] *Caselitz, P., Kleinkauf, W., Krüger, T., Petschenka, J., Reichardt, M., Störzel, K.: Reduction of Fatigue Loads on Wind Energy Converters by Advanced Control Methods. In: EWEC 1997.*
- [7] *Bossanyi, E. A.: Individual Blade Pitch Control for Load Reduction. Wind Energy 6 (2003), S. 119–128.*
- [8] *van Engelen, T. G., van der Hooft, E. L.: Individual Pitch Control Inventory. ECN-C-03-138, 2005.*
- [9] *Kanev, S., van Engelen, T. G.: Exploring the Limits in Individual Pitch Control. In: EWEC 2007.*
- [10] *Bossanyi, E. A.: Further Load Reductions with Individual Pitch Control. Wind Energy 8 (2005), S. 481–485.*
- [11] *Bossanyi, E. A., Wright, A., Fleming, P.: Controller Field Tests on the NREL CART2 Turbine. UpWind Project, 11593/BR/08, 2010.*
- [12] *Bossanyi, E. A.: Controller Field Test on the NREL CART3 Turbine. UpWind Project, 11593/BR/09, 2011.*
- [13] *Shan, M., Duckwitz, D., Choi, J., Jacobsen, J., Bauer, F., Rösmann, Tobias, Adelt, Steffen: Lastreduzierende Regelungssysteme für Multimegawatt-Windkraftanlagen im Offshore-Bereich. Schlussbericht zum Verbundprojekt ; Laufzeit des Vorhabens: 01.07.2007 - 30.09.2011, 2012.*
- [14] *Shan, M., Fischer, B., Duckwitz, D.: Lastreduzierende Regelungsverfahren für Windenergieanlagen - Ein ganzheitlicher Überblick und Erfahrungen aus Feldversuchen. In: 4. VDI-Fachtagung Schwingungen von Windenergieanlagen 2013, S. 105–116.*
- [15] *Dunne, F., Pao, L., Wright, A., Jonkman, B., Kelley, N.: Adding Feedforward Blade Pitch Control to Standard Feedback Controllers for Load Mitigation in Wind Turbines. Mechatronics (2011).*
- [16] *Bossanyi, E. A.: Assessment of Turbine-Mounted Lidar. 110062/Lidar/BR/01, GH, 2012.*
- [17] *Bossanyi, E. A., Kumar, A., Hugues-Salas, O.: Wind Turbine Control Applications of Turbine-Mounted Lidar. Journal of Physics: Conference Series 555 (2014) 012011.*

- [18] *Schlipf, D., Schuler, S., Grau, P., Allgöwer, F., Kühn, M.*: Look-Ahead Cyclic Pitch Control Using Lidar. In: Torque 2010, S. 647–653.
- [19] *Kapp, S., Hess, F., Kühn, M.*: Sensitivity of Lidar Measurement Chain Uncertainties on Wind Turbine Load Reductions Applying Feedforward Pitch Control. In: EWEA 2013.
- [20] *Wortmann, S., Geisler, J., Konigorski, U.*: Lidar-Assisted Feedforward Individual Pitch Control to Compensate Wind Shear and Yawed Inflow. Journal of Physics: Conference Series 753 (2016) 052014.
- [21] *Wortmann, S.*: Steuerung und Steuerungsverfahren für eine Windenergieanlage. EP 3124787 A1, 2015.
- [22] *Gasch, R., Twele, J.*: Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. Vieweg und Teubner, 2011.
- [23] *Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., Bossanyi, E. A.*: Wind Energy Handbook. John Wiley & Sons Ltd, 2011.
- [24] *Hau, E.*: Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Springer, 5. Aufl., 2014.
- [25] *Lubbadeh, J.*: Mit Holzbein hoch hinaus. Spiegel Online (2012).
- [26] *Jensen, D.*: Comeback des Zweiflüglers. Kieler Nachrichten (2015).
- [27] *Johnson, S. J., van Dam, C. P., Berg, D. E.*: Active Load Control Techniques for Wind Turbines. SAND2008-4809, SANDIA, 2008.
- [28] Smart Blades News Nr. 7, www.smartblades.info/News, 2016.
- [29] *Barlas, T. K., Kuik, G A M van*: State of the Art and Prospectives of Smart Rotor Control for Wind Turbines. Journal of Physics: Conference Series 75 (2007) 012080.
- [30] IEC: Wind turbines - Part 1: Design Requirements, 3. Aufl., 2005.
- [31] *E.ON Netz GmbH*: Ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen, 2001.
- [32] *Probert, S., Nutt, S.*: Generator Fault Ride Through (FRT) Investigation Stage 1, 2009.
- [33] *Bund*: Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissionsschutzgesetz. Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm, 1998.
- [34] *Geisler, J., Schrader, S., Weber, A.*: A Robust Control Algorithm for Emulating Grid Inertia in Commercial Wind Turbines. In: EWEA 2013.
- [35] *Johnson, K. E., Fingersh, L. J., Balas, M. J., Pao, Lucy Y.*: Methods for Increasing Region 2 Power Capture on a Variable-Speed Wind Turbine. Journal of Solar Energy Engineering 126 (2004), H. 4, S. 1092.
- [36] *Geyler, M., Caselitz, P.*: Regelung von drehzahlvariablen Windenergieanlagen. at 56 (2008), H. 12, S. 614–626.
- [37] *Buhl, T., Thomsen, K., Markou, H.*: Design Guidelines for Integrated Aeroelastic Control of Wind Turbines. Risø-R-1577, 2006.
- [38] *Jonkman, J. M., Butterfield, S., Musial, W., Scott, G.*: Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development, NREL, 2008.

- [39] *Krüger, T.*: Regelung für Windkraftanlagen zur Reduktion der mechanischen Belastung. Dissertation, Universität Gesamthochschule Kassel, 1998.
- [40] *van der Hooft, E. L., van Engelen, T. G.*: Feed Forward Control of Estimated Wind Speed. ECN-C-03-137, 2003.
- [41] *Hansen, M. H., Buhl, T.*: Design Guidelines for Passive Instability Suppression. Test-11 Report. Risø-R-1575, 2006.
- [42] *Bossanyi, E. A.*: Wind Turbine Control for Load Reduction. Wind Energy 6 (2003), S. 229–244.
- [43] *Wortmann, S., Leweke, H.*: REpower Field Test of Active Tower Damping. UpWind Project, Deliverable 5.6.3, 2010.
- [44] *Markou, H., Larsen, T. J.*: Control Strategies for Operation of Pitch Regulated Turbines above Cut-Out Wind Speeds. In: EWEC 2009.
- [45] *Fischer, T., Rainey, P., Bossanyi, E. A., Kühn, M.*: Control Strategies for an Offshore Wind Turbine on a Monopile under Misaligned Wind and Wave Loading. In: Torque 2010, S. 781–790.
- [46] *Wortmann, S., Krüger, T.*: Verfahren zum Betreiben einer Windenergieanlage. DE 102007063082 B4, 2010.
- [47] *Pierce, K., Lemieux, D. L., Blakemore, R. W.*: Method and Apparatus for Wind Turbine Rotor Load Control Based on Shaft Radial Displacement. WO 2005010358 A1, 2005.
- [48] *Wobben, A.*: Windenergieanlage. EP 1243790 A1, 2002.
- [49] *Donham, R. E., Heimbold, R. L.*: Wind Turbine. US 4297076 A, 1981.
- [50] *Krüger, T., Morbitzer, D.*: Windenergieanlage. DE 19739162 A1, 1999.
- [51] *Hayashi, Y., Shibata, M.*: Wind-Driven Generator and Yaw Rotation Drive Method for Wind-Driven Generator. WO 2008143009 A1, 2008.
- [52] *Birkemose, B., Egedal, P.*: Controller for Wind Turbine Yaw System Reducing the Loads Acting on such a Yaw System. EP 2037119 A1, 2009.
- [53] *Risager, L., Svendsen, R., Miranda, E. C.*: Wind Turbine with Pitch Control Arranged to Reduce Life Shortening Loads on Components Thereof. WO 2008119351 A2, 2008.
- [54] *Kammer, L. C., Arora, D.*: Systems and Methods for Controlling Tower Clearance in a Wind Turbine. US 20140030090 A1, 2012.
- [55] *Caselitz, P., Geyler, M., Giebhardt, J., Panahandeh, B.*: Hardware-in-the-Loop Development and Testing of New Pitch Control Algorithms. In: EWEC 2006.
- [56] *van Engelen, T. G.*: Design Model and Load Reduction Assessment for Multi-Rotational Mode Individual Pitch Control (Higher Harmonics Control). In: EWEC 2006.
- [57] *Larsen, T. J., Madsen, H. A., Thomsen, K.*: Method of Controlling Aerodynamic Load of a Wind Turbine Based on Local Blade Flow Measurements. US 7445431 B2, 2004.
- [58] *Larsen, T. J., Madsen, H. A., Thomsen, K.*: Active Load Reduction Using Individual Pitch, Based on Local Blade Flow Measurements. Wind Energy 8 (2005), S. 67–80.

- [59] *Leithead, W. E., Neilson, V., Dominguez, S.*: Allevation of Unbalanced Rotor Loads by Single Blade Controllers. In: EWEA 2009.
- [60] *Schlipf, D., Kapp, S., Anger, J., Bischoff, O., Hofsäß, M., Rettenmeier, A., Smolka, U., Kühn, M.*: Prospects of Optimization of Energy Production by Lidar-Assisted Control of Wind Turbines. In: EWEC 2011.
- [61] *Schlipf, D., Kühn, M.*: Prospects of a Collective Pitch Control by Means of Predictive Disturbance Compensation Assisted by Wind Speed Measurements. In: DEWEK 2008.
- [62] *Schlipf, D., Fischer, T., Carcangiu, C. E., Rossetti, M., Bossanyi, E. A.*: Load Analysis of Look-Ahead Collective Pitch Control Using Lidar. In: DEWEK 2010.
- [63] *Schlipf, D., Fleming, P., Haizmann, F., Scholbrock, A., Hofsäß, M., Wright, A., Cheng, P. W.*: Field Testing of Feedforward Collective Pitch Control on the CART2 Using a Nacelle-Based Lidar Scanner. *Journal of Physics: Conference Series* 555 (2014) 012090.
- [64] *Scholbrock, A., Fleming, P., Fingersh, L., Wright, A., Schlipf, D., Haizmann, F., Belen, F.*: Field Testing Lidar-Based Feed-Forward Controls on the NREL Controls Advanced Research Turbine. In: 51st AIAA Aerospace Sciences Meeting, including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition 2013.
- [65] *Dunne, F., Pao, L. Y., Wright, A. D., Jonkman, B., Kelley, N., Simley, E.*: Adding Feed-forward Blade Pitch Control for Load Mitigation in Wind Turbines: Non-Causal Series Expansion, Preview Control, and Optimized FIR Filter Methods. In: AIAA 2011.
- [66] *Dunne, F., Schlipf, D., Pao, L.*: Comparison of Two Independent Lidar-Based Pitch Control Designs. NREL/SR-5000-55544, 2012.
- [67] *Laks, J., Pao, L., Wright, A., Kelley, Jonkman, B.*: The Use of Preview Wind Measurements for Blade Pitch Control. *Mechatronics* 21 (2011), H. 4, S. 682–690.
- [68] *Balas, M., Lee, Y., Kendall, L.*: Disturbance Tracking Control Theory with Application to Horizontal Axis Wind Turbines. In: ASME Wind Energy Symposium 1998.
- [69] *Shamma, J. S., Athans, M.*: Guaranteed Properties fo Gain Scheduled Control for Linear Parameter-Varying Plants. *Automatica* (1991), Vol. 27, No. 3, S. 559–564.
- [70] *Bianchi, F. D., Mantz, R. J., Christiansen, C. F.*: Gain Scheduling Control of Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems Using Quasi-LPV Models. *Control Engineering Practice* 13 (2) (2005), S. 247–255.
- [71] *Körber, A., King, R.*: Model Predictive Control for Wind Turbines. In: EWEA 2010.
- [72] *Schlipf, D., Schlipf, D. J., Kühn, M.*: Nonlinear Model Predictive Control of Wind Turbines Using Lidar. *Wind Energy* 16 (2013), H. 7, S. 1107–1129.
- [73] *Gros, S., Schild, A.*: Real-Time Economic Nonlinear Model Predictive Control for Wind Turbine Control. *International Journal of Control* 90 (2016), H. 12, S. 2799–2812.
- [74] *Geyler, M., Caselitz, P.*: IPC Design for Load Reduction on Large WEA. In: EWEC 2007.
- [75] *Geyler, M., Caselitz, P.*: Lastreduzierende Pitchregelung für Windenergieanlagen. at 12 (2008).

- [76] *Lescher, F., Zhao, J. Y., Borne, P.*: Switching LPV Controllers for a Variable Speed Pitch Regulated Wind Turbine. In: Multiconference on "Computational Engineering in Systems Applications" 2006, S. 1334–1340.
- [77] *Körber, A., King, R.*: Nonlinear Model Predictive Control of Wind Turbines. In: EWEC 2011.
- [78] *Selvam, K.*: Individual Pitch Control for Large Scale Wind Turbines; Multivariable Control Approach. Masterthesis, TU Delft, 2007.
- [79] *Heß, F., Seyboth, G.*: Individual Pitch Control with Tower Side-to-Side Damping. In: DEWEK 2010.
- [80] *Heß, F.*: Ganzheitliche Regelung einer Windkraftanlage basieren auf einem parameteraffinen Entwurfsmodell. Dissertation, TU Berlin, 2015.
- [81] *Wright, A. D.*: Modern Control Design for Flexible Wind Turbines. NREL/TP-500-35816, 2004.
- [82] *Østergaard, K. Z., Stoustrup, J., Brath, P.*: Linear Parameter Varying Control of Wind Turbines Covering Both Partial Load and Full Load Conditions. International Journal of Robust and Nonlinear Control 19 (2009), S. 92–116.
- [83] *Bianchi, F. D., Battista, H. de, Mantz, R. J.*: Wind Turbine Control Systems. Principles, Modelling and Gain Scheduling Design. Springer, 2007.
- [84] *Bobanac, V., Jelavic, M., Peric, N.*: Linear Parameter Varying Approach to Wind Turbine Control. In: 14th International Power Electronics and Motion Control Conference 2010, T12-60–T12-67.
- [85] *Østergaard, K. Z., Stoustrup, J., Brath, P.*: Rate Bounded Linear Parameter Varying Control of a Wind Turbine in Full Load Operation. In: IFAC 2008, S. 5593–5598.
- [86] *Dunne, F., Pao, Lucy Y.*: Benefit of Wind Turbine Preview Control as a Function of Measurement Coherence and Preview Time. In: American Control Conference 2013, S. 647–652.
- [87] *Schlipf, D.*: Lidars and Wind Turbine Control – Part 1. In: Kompendium der Remote Sensing Summer School 2013.
- [88] *Schlipf, D., Pao, Lucy Y., Cheng, P. W.*: Comparison of Feedforward and Model Predictive Control of Wind Turbines Using Lidar. In: Conference on Decision and Control 2012.
- [89] *Laks, J., Pao, Lucy Y., Simley, E., Wright, A., Kelley, N.*: Modell Predictive Control Using Preview Measurements from Lidar. In: 49th AIAA Aerospace Science Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition 2011.
- [90] Dansk Ingeniørforenings og ingeniørsammenslutningens Norm for ‘Last og sikkerhed for vindmøllekonstruktioner’, 1992.
- [91] *Schlipf, D., Trabucchi, D., Bischoff, O., Hofsäß, M., Mann, J., Mikkelsen, T., Rettenmeier, A., Turjillo, J. J., Kühn, M.*: Testing of Frozen Turbulence Hypothesis for Wind Turbine Applications with a Scanning Lidar System. In: ISARS 2010.
- [92] *Kristensen, L.*: On Longitudinal Spectral Coherence. Boundary-Layer Meteorology (1979), H. 16, S. 145–153.

- [93] *Pielke, R. A. and H. A. Panofsky*: Turbulence characteristics along several towers. *Boundary-Layer Meteorology* (1970), H. 1, S. 115–130.
- [94] *Simley, E., Pao, Lucy Y.*: A Longitudinal Spatial Coherence Model for Wind Evolution Based on Large-Eddy Simulation. In: ACC 2015, S. 3708–3714.
- [95] *Simley, E., Pao, Lucy Y., Kelley, N., Jonkman, B., Frehlich, R.*: Lidar Wind Speed Measurements of Evolving Wind Fields. In: ASME Wind Energy Symposium 2012.
- [96] *Schlipf, D., Haizmann, F., Cosack, N., Siebers, T., Cheng, P. W.*: Detection of Wind Evolution and Lidar Trajectory Optimization for Lidar-Assisted Wind Turbine Control. *Meteorologische Zeitschrift* 24 (2015), H. 6, S. 565–579.
- [97] *Jonkman, B. J.*: TurbSim User's Guide Version 1.50. NREL/TP-500-46198, 2009.
- [98] *Frandsen, S. T.*: Turbulence and Turbulence-Generated Structural Loading in Wind Turbine Clusters. Risø-R-1188, 2007.
- [99] *Larsen, G. C., Madsen, H. A., Bingöl, F., Mann, J., Ott, S., Soerensen, J. N., Okulov, V., Troldborg, N., Nielsen, M., Thomsen, K., Larsen, T. J., Mikkelsen, R.*: Dynamic wake meandering modeling. Risø-R-1607, 2007.
- [100] *Mittelmeier, N.*: Implementierung und Validierung eines strömungsmechanischen Modells zur aeroelastischen Simulation einer Windenergieanlage im Nachlauf. Diplomarbeit, Universität Stuttgart, 2010.
- [101] *Hansen, M.*: Aerodynamics of Wind Turbines. Earthscan, 2. Aufl., 2008.
- [102] *Rettenmeier, A., Anger, J., Bischoff, O., Hofsäß, M., Schlipf, D., Würth, I.*: Nacelle-Based Lidar Systems. In: Summer School in Remote Sensing for Wind Energy, 2012.
- [103] *Andersen, S. J., Sørensen, J. N., Mikkelsen, R.*: Low Order Numerical Model of the Inherent Wake Behind an Infinitely Long Row of Wind Turbines. In: Wake Conference 2011.
- [104] *Steinfeld, G., Steudel, D.*: Overview of Model Development. ClusterDesign / EERA-DTOC Workshop, 2014.
- [105] *Harris, M., Hand, M., Wright, A.*: Lidar for Turbine Control. NREL/TP-500-39154, 2005.
- [106] *Taylor, G. I.*: The Spectrum of Turbulence. In: Royal Society of London (Hrsg.): Series A, Mathematical and Physical Sciences, 1938.
- [107] *Bossanyi, E. A.*: Un-Freezing the Turbulence - Improved Wind Field Modelling. In: EWEC 2012.
- [108] *Schlipf, D. AND Cheng, P. W.*: Adaptive Vorsteuerung für Windenergieanlagen. at (2013), S. 329–338.
- [109] *Pitter, M., Slinger, C., Harris, M.*: Introduction to Continuous-Wave Doppler Lidar. In: DTU (Hrsg.): Remote Sensing for Wind Energy: DTU Wind Energy-E-Report-0029, 2013, S. 72–103.
- [110] *Raach, S., Schlipf, D., Haizmann, F., Cheng, P. W.*: Three Dimensional Dynamic Model Based Wind Field Reconstruction from Lidar Data. *Journal of Physics: Conference Series* 524 (2014) 012005.

- [111] *Schlipf, D., Mann, J., Rettenmeier, A., Cheng, P. W.*: Model of the Correlation between Lidar Systems and Wind Turbines for Lidar-Assisted Control. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology* (2013), Vol. 30, No. 10, S. 2233–2240.
- [112] *Haizmann, F., Schlipf, D., Cheng, P. W.*: Correlation-Model of Rotor-Effective Wind Shears and Wind Speed for Lidar-Based Individual Pitch Control. In: DEWEK 2015.
- [113] *Wortmann, S., Haizmann, F., Geisler, J., Konigorski, U.*: Comparison of Feedback and Ideal and Realistic Lidar-Assisted Feedforward Individual Pitch Control. In: EWEA 2015.
- [114] *van Engelen, T. G., Markou, H., Buhl, T., Marrant*: Morphological Study of Aeroelastic Control Concepts for Wind Turbines. ECN-E-06-056, 2006.
- [115] *Schnell, W., Gross, D., Hauger, W.*: Technische Mechanik 2.Elastostatik. Springer, 3. Aufl., 1990.
- [116] *Coleman, R. P., Feingold, A. M.*: Theory of Self-Excited Mechanical Oscillations of Helicopter Rotors with Hinged Blades, National Advisory Committee for Aeronautics, 1957.
- [117] *Moriarty, P. J., Hansen, A. C.*: AeroDyn Theory Manual. NREL/TP-500-36881, 2005.
- [118] *Schmidt, T., Tchuente, P., Carlsson, H.*: Modellierung und Einzelblattvorsteuerung einer Windkraftanlage. Projektseminar, TU Darmstadt, 2015.
- [119] *Kragh, K. A., Hansen, M. H.*: Load Alleviation of Wind Turbines by Yaw Misalignment. *Wind Energy* 17 (2014), H. 7, S. 971–982.
- [120] *Glauert, H.*: A General Theory of the Autogyro. ARCR R&M (1926), H. 1111.
- [121] *Pitt, D. M., Peters, D. A.*: Theoretical Prediction of Dynamic-Inflow Derivatives. *Vertica* 5 (1981), S. 21–34.
- [122] *Leishman, J. G.*: Principles of Helicopter Aerodynamics. Cambridge University Press, 2. Aufl., 2006.
- [123] *Chen, Robert T. N.*: A Survey of Nonuniform Inflow Models for Rotorcraft Flight Dynamics and Control Applications, NASA Technical Memorandum 102219, 1989.
- [124] *Coleman, R. P., Feingold, A. M., Stempin, C. W.*: Evaluation of the Induced-Velocity Field of an Idealized Helicopter Rotor. ARR L5E10, NACA, 1945.
- [125] *Snel, H., Scherpers, J. G.*: Joint investigation of dynamic inflow effects and implementation of an engineering method. ECN-C-94-107, 1995.
- [126] *Rahimi, H., Hartvelt, M., Peinke, J., Schepers, J.*: Investigation of the Current Yaw Engineering Models for Simulation of Wind Turbines in BEM and Comparison with CFD and Experiment. *Journal of Physics: Conference Series* 753 (2016) 022016.
- [127] *Eggers, A. J., Chaney, K., Holley, W., Ashley, H.*: Modeling of Yawing and Furling Behavior of Small Wind Turbines. In: ASME Wind Energy Symposium 2000.
- [128] *Sant, T.*: Improving BEM-Based Aerodynamic Models in Wind Turbine Design Codes. Dissertation, TU Delft, 2007.
- [129] *Haans, W.*: Wind Turbine Aerodynamics in Yaw. Dissertation, TU Delft, 2011.
- [130] *Buhl, M. L.*: A New Empirical Relationship between Thrust Coefficient and Induction Factor for the Turbulent Windmill State. NREL/TP-500-36834, 2005.

- [131] *Konigorski, U.*: Systemdynamik und Regelungstechnik 1.Skript - Wintersemester 2010/2011.
- [132] *Kreißelmeier, G., STEINHAUSER, R.*: Systematische Auslegung von Reglern durch Optimierung eines vektoriellen Gütekriteriums. at - Automatisierungstechnik 27 (1979), 1-12.
- [133] *Heier, S.*: Windkraftanlagen Systemauslegung, Netzintegration und Regelung. Teubner Verlag, 2005.
- [134] *Föllinger, O., Konigorski, U., Lohmann, B., Roppenecker, G., Trächtler, A.*: Regelungstechnik. Einführung in die Methoden und ihre Anwendung. VDE-Verlag, 11. Aufl., 2013.
- [135] *Lunze, J.*: Regelungstechnik 1.Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen. Springer, 9. Aufl., 2013.
- [136] *Hayman, G. J.*: MLife Theory Manual for Version 1.00, NREL, 2012.
- [137] *Schlipf, D.*: Lidar-Assisted Control Concepts for Wind Turbines. Dissertation, Universität Stuttgart, 2015.
- [138] *Jeppesen, O. M., Bengtson, J., Hansen, M.*: Method of Controlling the Pitch Velocity of a Wind Turbine Blade and Control System Therefore. US 7891944 B2, 2006.
- [139] *Krüger, T.*: Wind Power Plant Comprising Individual Pitch Devices. WO 2007012487 A1, 2007.
- [140] *Savini, B., Lupton, R.*: Supervisory Controller and Load Calculation with Individual Pitch Controller for 5MW Reference Turbine. UpWind Project, 11593/BR/06, 2011.
- [141] *Schwack, F., Stammler, M., Poll, G., Reuter, A.*: Comparison of Life Calculations for Oscillating Bearings Considering Individual Pitch Control in Wind Turbines. Journal of Physics: Conference Series 753 (2016) 112013.
- [142] *Stammler, M., Reuter, A.*: Blade Bearings: Damage Mechanisms and Test Strategies. In: 2nd Conference for Wind Power 2015, S. 369–380.
- [143] *Harris, T., Rumbarger, J. H., Butterfield, C. P.*: Wind Turbine Design Guideline DG03: Yaw and Pitch Rolling Bearing Life. NREL/TP-500-42362, 2009.
- [144] *Fürst, H., Schlipf, D., Iribas Latour, M., Cheng, P. W.*: Design and Evaluation of a Lidar-Based Feedforward Controller for the INNWIND.EU 10 MW Wind Turbine. In: EWEA 2015.
- [145] *Giyanani, A., Bierbooms, W. A. A. M., van Bussel, G. J. W.*: Estimation of Rotor Effective Wind Speeds Using Autoregressive Models on Lidar Data. Journal of Physics: Conference Series 753 (2016) 072018.
- [146] *Towers, P., Jones, B. L.*: Real-Time Wind Field Reconstruction from Lidar Measurements Using a Dynamic Wind Model and State Estimation. Wind Energy 19 (2016), H. 1, S. 133–150.
- [147] *Guillemin, F., Nguyen, H.-N., Sabiron, G., Di Domenico, D., Boquet, M.*: Real-Time Three Dimensional Wind Field Reconstruction from Nacelle Lidar Measurements. Journal of Physics: Conference Series 1037 (2018) 032037.

- [148] *Haizmann, F., Schlipf, D., Cheng, P. W.*: Lidar-Assisted Extreme Load Reduction by Multi-Variable Protective Derating. *Journal of Physics: Conference Series* 1037 (2018) 032025.
- [149] *Hagemann, T., Haizmann, F., Schlipf, D., Cheng, P. W.*: Realistic Simulations of Extreme Load Cases with Lidar-Based Feedforward Control. In: DEWEK 2017.
- [150] *Hofsäß, M., Haizmann, F., Cheng, P. W.*: Comparison of Different Measurement Methods for a Nacelle-Based Lidar Power Curve. *Journal of Physics: Conference Series* 1037 (2018) 052034.
- [151] *Borraccino, A.*: Remotely Measuring the Wind Using Turbine-Mounted Lidars. Dissertation, DTU, 2017.
- [152] *Johansen, A.*: A Method of Controlling a Windmill, Especially in Stand-Alone Operation, and a Windmill. WO 2005088121 A2, 2004.
- [153] *Borgen, E.*: A Method for Reduction of Axial Power Variations of a Wind Power Plant. WO 2005090781 A1, 2005.
- [154] *Heß, F., Buchtala, B., Voss, M., Vath, A., Schnurr, B., Lackenberg, H., Schuster, R.*: Method and Device for Determining a Yaw Angle Fault in a Wind Turbine and Wind Turbine. WO 2013034235 A1, 2013.
- [155] *Bertolotti, F., van Schelve, J.*: Wind Sensor System Using Balde Signals. EP 2494192 B1, 2012.
- [156] *Böhmeke, G.*: Vorrichtung zur Erfassung von Schwingungen der Rotorblätter einer Windkraftanlage. DE 19847982 C2, 1997.
- [157] *Kapp, S., Kühn, M.*: A Five-Parameter Wind Field Estimation Method Based on Spherical Upwind Lidar Measurements. *Journal of Physics: Conference Series* 555 (2014) 012112.
- [158] *Gong, K., Gong, Z., Kaemmerer, A.*: Modellbildung und Entwurf von Regelungskonzepten einer Windkraftanlage mit kollektiver Blattverstellung. Projektseminar, TU Darmstadt, 2012.
- [159] *Gross, D., Hauger, W., Schröder, J., Wall, W.*: Technische Mechanik 1. Springer, 2011.
- [160] *IEC*: Wind Turbines - Part 1: Design Requirements Committee Draft for Vote (CDV), 4. Aufl., 2015.

Eigene Veröffentlichungen

- [20] Wortmann, S., Geisler, J., Konigorski, U.: Lidar-Assisted Feedforward Individual Pitch Control to Compensate Wind Shear and Yawed Inflow. *Journal of Physics: Conference Series* 753 (2016) 052014.
- [21] Wortmann, S.: Steuerung und Steuerungsverfahren für eine Windenergieanlage. EP 3124787 A1, 2015.
- [43] Wortmann, S., Leweke, H.: REpower Field Test of Active Tower Damping. UpWind Project, Deliverable 5.6.3, 2010.
- [46] Wortmann, S., Krüger, T.: Verfahren zum Betreiben einer Windenergieanlage. DE 102007063082 B4, 2010.
- [113] Wortmann, S., Haizmann, F., Geisler, J., Konigorski, U.: Comparison of Feedback and Ideal and Realistic Lidar-Assisted Feedforward Individual Pitch Control. In: EWEA 2015.

Betreute studentische Arbeiten

- Crepin, N. K. M.: Modellbildung und Entwurf eines Regelungskonzeptes einer WEA mit Einzelblattverstellung. Masterarbeit, TU Darmstadt, 2013.
- Dück, D., Kuppa, S., Wassermann, M.: Entwurf einer LPV-Regelung für Windenergieanlagen. Projektseminar, TU Darmstadt, 2015.
- Fürst, H.: Modellierung und Simulation einer Windkraftanlage zur Reduzierung dynamischer Lasten. Masterarbeit, TU Darmstadt, 2014.
- Gong, K., Gong, Z., Kaemmerer, A.: Modellbildung und Entwurf von Regelungskonzepten einer Windkraftanlage mit kollektiver Blattverstellung. Projektseminar, TU Darmstadt, 2012. [158]
- Jopski, C., Kircher, F., Müssenmeyer, S., Nehrbass, S.: Entwurf und Bewertung von Regelungskonzepten für WEA. Projektseminar, TU Darmstadt, 2013.
- Lauer, E.: Regelungsstrategien für eine Windenergieanlage im Übergangsbereich zwischen Teillast und Volllast. Masterarbeit, TU Darmstadt, 2014.
- Schmidt, T., Tchunte, P., Carlsson, H.: Modellierung und Einzelblattvorsteuerung einer Windkraftanlage. Projektseminar, TU Darmstadt, 2015. [118]
- Tüylü, T. A.: Aktive laterale Turmschwingungsdämpfung einer Windenergieanlage. Bachelorarbeit., TU Darmstadt, 2013.
- Umsonst, D.: LIDAR-unterstützte kollektive Blattregelung von Windenergieanlagen. Bachelorarbeit, TU Darmstadt, 2013.